8

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y PROTECCIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

8.1 INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia, las redes de distribución y las instalaciones industriales y comerciales se diseñan para alimentar las cargas en una forma segura y confiable. Uno de los aspectos a los que se les pone mayor atención en el diseño de los sistemas de potencia, es el control adecuado de los cortocircuitos o **fallas,** como se les conoce comúnmente; ya que éstas pueden producir interrupciones de servicio, con la consecuente pérdida de tiempo y la interrupción de equipos importantes o servicios vitales en ocasiones, y desde luego, con el riesgo de daño a personas, equipos e instalaciones. En forma paralela a esto, se considera la aplicación de los esquemas de protección y su coordinación.

Los sistemas eléctricos de potencia, se diseñan para estar tan libres de fallas como sea posible, mediante el uso de equipos especializados y diseños completos y cuidadosos, así como técnicas modernas de construcción y mantenimiento apropiado; sin embargo no es posible evitar el riesgo de falla debido a distintas causas primarias.

Aún con todas las precauciones y medidas mencionadas antes, las fallas ocurren, y algunas de las causas primarias principales son:

- Descargas atmosféricas.
- Efectos de la contaminación aérea en aislamientos externos (contaminación salina industrial, polvos, etc.)

- ➲ Envejecimiento prematuro de los aislamientos por sobrecargas permanentes, mala ventilación, selección inadecuada, etc.
- ➲ Fallas del equipo.
- ➲ Vandalismo.
- ➲ Condiciones de operación inadecuadas.
- ➲ Errores humanos.

En cualquier sistema eléctrico, para los fines del diseño, construcción y operación se deben realizar los estudios de cortocircuito con los objetivos siguientes:

- Dimensionar o determinar las capacidades interruptivas de los dispositivos de protección para fines de especificación.
- Calcular los valores de las corrientes de cortocircuito de efectos dinámicos y térmicos, como información para el diseño de equipos y aparatos eléctricos.
- Dar valores de fallas para el diseño de redes de tierra en subestaciones eléctricas, centrales y líneas de transmisión (datos de referencia).
- Ajustar y coordinar los dispositivos de protección.
- Analizar el comportamiento de algunas componentes de los sistemas.
- Los valores mínimos de falla se usan para establecer la sensitividad requerida de los relevadores de protección.

Para los fines de los estudios de cortocircuito, se deben considerar los diferentes tipos de fallas, que en una estadística representativa se pueden distribuir como sigue:

TIPO DE FALLA	PORCENTAJE DE APARICIÓN
Fallas de línea a tierra.	80%
Fallas de fase a fase (línea a línea).	13%
Fallas de dos líneas a tierra.	5%
Fallas trifásicas.	2%

En orden de ocurrencia en los elementos del sistema, se tiene la siguiente distribución:

ELEMENTO DEL SISTEMA	PORCENTAJE DE OCURRENCIA
Líneas de transmisión y redes de distribución.	70%
Interruptores.	10%
Transformadores de instrumento (Potencial y corriente)	8%
Apartarrayos.	6%
Tableros.	3%
Transformadores de potencia.	2%
Equipos de protección y misceláneos (cables, cuchillas, etc).	1%

8.2 VALORES EN PORCIENTO Y EN POR UNIDAD

Los sistemas eléctricos de potencia y las instalaciones industriales operan con redes donde la unidad de voltaje más común es el **KILOVOLT (kV)** y en donde se manejan valores de potencia, tales como el **KILOVOLT-AMPERE (kVA).**

Estas cantidades, junto con la corriente y los valores de impedancias, se expresan en forma común en por unidad (pu) o en **porciento** para simplificar notación y cálculos, en especial cuando en un mismo sistema eléctrico se manejan distintos niveles de voltaje y potencia en los equipos.

8.2.1 Definiciones de cantidades en por unidad y en porciento

"Una cantidad en porciento es 100 veces una cantidad en por unidad", ambas, usadas a conveniencia o como selección de facilidad en su uso por cada persona.

Un valor en por unidad es la relación de esta cantidad entre un valor denominado como base. El resultado se expresa como una unidad adimensional. Los valores reales, tales como el voltaje (V), corriente (I), potencia (P), potencia reactiva (Q), volt-ampere (VA), resistencia (R), reactancia (X) e impedancia (Z), se pueden expresar en por unidad o en porciento de acuerdo a las siguientes relaciones:

$$\text{Cantidad en Por Unidad} = \frac{\text{Cantidad Real}}{\text{Cantidad Base}}$$

$$\text{Cantidad en Porciento} = (\text{Cantidad en Por Unidad}) \times 100$$

Donde la "Cantidad Base" es un valor escalar o complejo, expresado en las mismas unidades de la "Cantidad Real", tales como volts, amperes, ohms, etc.; por lo tanto, las cantidades en por unidad son cantidades adimensionales.

8.2.2 Ventajas de las cantidades en por unidad y en porciento

Algunas de las ventajas de usar cantidades en por unidad o en porciento son:

1. Su representación resulta ser una forma más directa de comparar datos, ya que las magnitudes relativas se pueden comparar directamente.

2. El valor en por unidad para un transformador, es el mismo, ya sea que se refiera al lado primario o al lado secundario.

3. La impedancia en por unidad de un transformador en un sistema trifásico es la misma, independientemente del tipo de conexión que tenga (delta-estrella, delta-delta, etc).

4. El método en por unidad, es independiente de los cambios de voltaje y de los desfasamientos.

5. Los fabricantes de equipos eléctricos, por lo genera, especifican la impedancia en por unidad o en porciento a la base de sus datos de placa (potencia en kVA, voltaje en kV), por lo que estos valores se pueden usar directamente en sus propias bases.

6. Los valores en por unidad de impedancia de los equipos caen dentro de una banda muy estrecha, en tanto que los valores en ohms lo hacen en un rango muy amplio. Por esta razón, es más frecuente encontrar valores característicos de impedancias de los equipos en por unidad.

7. Hay menos posibilidad de confusión entre valores trifásicos o monofásicos o entre valores de fases o de fase a neutro.

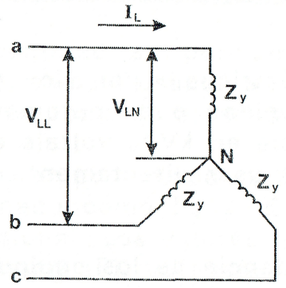
8. Los valores en por unidad, resultan ideales para los estudios por computadora digital.

9. Para los estudios de cortocircuito, los voltajes de las fuentes se pueden tomar como 1.0 por unidad.

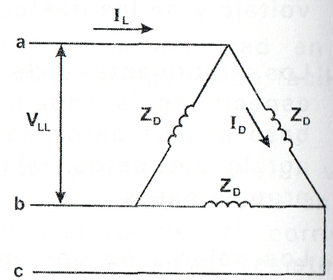
10. El producto de cantidades en por unidad, da como resultado una cantidad en por unidad.

8.2.3 RELACIONES GENERALES ENTRE LAS CANTIDADES DE LOS CIRCUITOS

Para aclarar algunos de los conceptos relativos a las cantidades en por unidad, es conveniente hacer una revisión de las cantidades que intervienen en los circuitos trifásicos, considerando los dos tipos de conexiones más comunes, estrella y delta.



IMPEDANCIAS CONECTADAS EN ESTRELLA



IMPEDANCIAS CONECTADAS EN DELTA

Para cada una de las conexiones anteriores, se aplican las siguientes expresiones:

$$S = \sqrt{3} V_{LL} I_L$$

$$V_{LL} = \sqrt{3} V_{LN} \angle 30°$$

$$I_L = \frac{S}{\sqrt{3} V_{LL}}$$

Donde:

S = Potencia trifásica aparente.

V_{LL} = Voltaje de línea a línea.

V_{LN} = Voltaje de línea a neutro.

Para las conexiones estrella y delta, se pueden obtener los valores de impedancia y corriente, de acuerdo a las siguientes fórmulas:

Impedancias conectadas en estrella:

$$Z_Y = \frac{V_{LN}}{I_L} = \frac{V_{LL} \angle 30°}{\sqrt{3}} \times \frac{\sqrt{3} V_{LL}}{S}$$

$$Z_Y = \frac{V_{LL}^2 \angle -30°}{S}$$

Impedancias conectadas en delta:

$$I_D = \frac{I_L \angle 30°}{\sqrt{3}}$$

$$Z_D = \frac{V_{LL}}{I_D} = \frac{\sqrt{3} V_{LL} \angle -30°}{I_L} = \sqrt{3} V_{LL} \angle -30° \times \frac{\sqrt{3} V_{LL}}{S}$$

$$Z_D = \frac{3 V_{LL}^2 \angle -30°}{S}$$

$$I_D = \frac{V_{LL}}{Z_D} = \frac{S \angle 30°}{3 V_{LL}}$$

8.2.4 CANTIDADES BASE Y RELACIONES ENTRE LAS IMPEDANCIAS EN POR UNIDAD Y EN PORCIENTO

Las cantidades tomadas como referencia y conocidas como **"cantidades base"**, son cantidades escaleras, por lo que no requieren notación fasorial para su manejo, de manera que si se usa el subíndice "b" para expresar estas cantidades, se puede escribir en la forma siguiente:

Para la potencia base: $kVA_b = \sqrt{3} k V_b I_b$

Para la corriente base: $$I_b = \frac{kVA_b}{\sqrt{3}kV_b}$$

Para la impedancia base: $$Z_b = \frac{kV_b^2 \times 1000}{kVA_b}$$

Si se expresa la potencia en MVA_{base}, entonces la impedancia base se puede expresar como:

$$Z_b = \frac{kV_b^2}{MVA_b}$$

En los sistemas eléctricos trifásicos, la práctica común es usar el voltaje nominal fase a fase del sistema como el voltaje base y un valor conveniente en kVA o MVA como potencia base.

Para instalaciones industriales 10 MVA puede ser un valor apropiado, en tanto que en sistemas eléctricos de potencia 100 MVA es un valor conveniente.

Para referir los valores de impedancia a valores en por unidad se tiene entonces:

$$Z_{pu} = \frac{Z(\Omega)}{Z_b(\Omega)} = \frac{Z(\Omega)MVA_b}{(kV_b)^2}, \quad o\ bien \quad Z_{pu} = \frac{Z(\Omega)\,kVA_b}{1000(kV_b)^2}$$

En notación en porciento y recordando que Z% = Zpu x 100

$$Z\% = \frac{100Z(\Omega)MVA_b}{(kV_b)2}, \quad o\ bien \quad Z\% = \frac{Z(\Omega)kVA_b}{10(kV_b)^2}$$

Cuando los valores en ohms se desean obtener a partir de los valores en por unidad o en porciento:

$$Z(\Omega) = \frac{Z_{pu}(kV_b)^2}{MVA_b}, \quad o\ bien \quad Z(\Omega) = \frac{1000\ Z_{pu}(kV_b)^2}{kVA_b}$$

$$Z(\Omega) = \frac{Z\%\ (kV_b)^2}{100\ MVA_b}, \quad o\ bien \quad Z(\Omega) = \frac{10\ Z\%\ (kV_b)^2}{kVA_b}$$

Estos valores son desde luego aplicables al cálculo de valores de resistencia o de reactancia.

8.2.5 Cambio de cantidades en por unidad o en porciento a bases diferentes

Normalmente, las impedancias en porciento o en por unidad de los equipos se especifican sobre la base del equipo, las cuales son generalmente diferentes de la base del sistema de potencia. Debido a que todas las impedancias en un sistema se deben expresar sobre la misma base, para los cálculos en por unidad o en porciento es necesario convertir todos los valores a una base común seleccionada.

$$Z_{2pu} = Z_{1pu}\frac{kVA_2}{kVA_1} x \frac{kV_1^2}{kV_2^2}$$ Ecuación general para cambiar de base 1 a base 2

Cuando las relaciones de transformación de los transformadores corresponden a los voltajes nominales, entonces la ecuación para el cambio de base se simplifica.

$$Z_{2pu} = Z_{1pu}\frac{kVA_2}{kVA_1}$$

8.3 Preparación de un sistema para el estudio de cortocircuito

Normalmente, la representación de cantidades en porciento o en por unidad se hace para la realización de estudios de cortocircuito en general. Este tipo de representación se hace de acuerdo a un

procedimiento de paso a paso que proporciona las bases para los estudios en la mayoría de los sistemas eléctricos de distribución industriales y comerciales, con tensiones primarias hasta de 115 kV y voltajes de distribución y/o utilización de 13.8 kV, 4.16 kV, 2.4 kV, 440 V, 220 V, incluyendo aquellas industrias en que además de la alimentación de la compañía suministradora, tienen generación propia. Para los estudios de cortocircuito, es necesario preparar la red, por lo que para tal fin, se sugiere el siguiente procedimiento, basado en la combinación de un diagrama unifilar y un diagrama de impedancias.

1. **Preparar el diagrama unifilar del sistema en estudio**, incluyendo todas las componentes significativas del sistema y los datos de cada componente, como son: potencia, voltaje e impedancia. El diagrama puede ser simplificado en su estructura, pero debe representar las partes de interés para el estudio, como se muestra en la figura.

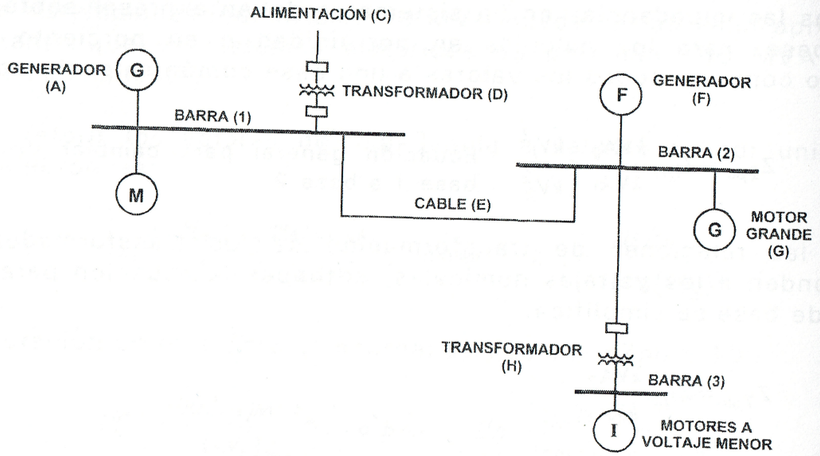


DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE UN SISTEMA

2. **Preparar el diagrama de impedancias**. Este diagrama se obtiene a partir del diagrama unifilar del sistema remplazando cada elemento por su impedancia, conservando su interconexión. Los valores de

las impedancias de cada una de las componentes pueden estar expresadas en términos de cualquiera de las siguientes unidades:

a) Ohms por fase.

b) Porciento referidas a sus datos nominales de potencia y voltaje.

c) Por unidad referidas a una base común de kVA.

Para los estudios de cortocircuito, las cantidades se expresan por lo general en por unidad, referidas a una base común de potencia (kVA o MVA) y los niveles base de voltaje para el sistema en estudio.

Para el diagrama unifilar mostrado en la figura anterior, el diagrama de impedancias correspondiente es el siguiente:

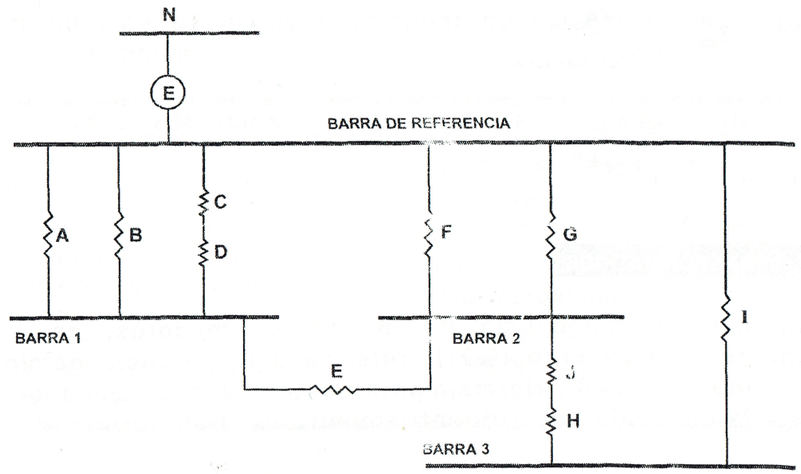


DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS

8.3.1 Obtención de los valores de impedancias de algunas de las componentes

Para los estudios de cortocircuito, en la elaboración del diagrama de reactancias, es necesario representar los valores de las impedancias

o reactancias de los elementos del sistema, estos valores, algunas veces se obtienen directamente de datos de placa de cada componente, y otras, es necesario hacer algunos cálculos y consideraciones.

8.3.1.1 Equivalente de la compañía de suministro

Este equivalente se representa como un equivalente de Thevenin, esto es, una fuente de voltaje en serie con una impedancia. La fuente de voltaje se toma por lo general con un valor de 1.0 pu y la impedancia en serie con esta fuente se obtiene a partir del valor de la potencia (o corriente) de cortocircuito en el punto de alimentación, referida al valor de la potencia base (o la corriente base en su caso).

$$X_{pu} = \frac{kVA_{base}}{kVA_{Cortocircuito}}$$

$$X_{pu} = \frac{kVA_{base}}{\sqrt{3} I_{CC} kV}$$

8.3.1.2 Transformadores

La reactancia o impedancia de los transformadores, se expresa comúnmente en porciento (%Zr), referida a la potencia nominal del transformador en kVA. Normalmente, este valor de impedancia se expresa a la capacidad de autoenfriamiento del transformador.

8.3.1.3 Bus ducto, cables y conductores

La resistencia y reactancia de los buses ducto, los cables y conductores se obtienen más frecuentemente de datos de tablas o disquetes que proporcionan los fabricantes, expresados en ohms por fase, por unidad de longitud. Normalmente, se aplica la expresión para convertir a porciento.

$$Z\% = \frac{Z(\Omega)\, kVA_b}{10(kV_b)^2},$$

Donde: $Z(\Omega)$ es la impedancia total del conductor, cable o bus ducto

8.3.1.4 Máquinas rotatorias

Las reactancias de las máquinas se expresan normalmente en términos de su valor en porciento (%Xm) o en por unidad (Xpu), referidos a su valor nominal de potencia en kVA. Cualquiera de los valores de reactancia subtransitoria (X"d) o transitoria (X'd) se selecciona, dependiendo del tipo de cálculo de cortocircuito. Como en algunas ocasiones, la potencia de los motores se expresa en HP, su valor en kVA se puede determinar de acuerdo a las siguientes expresiones simples:

Clase de máquina	Expresión matemática
Todas	$\frac{Vnominal \times Inominal}{1000}$ (Valor exacto)
Motores de inducción y motores síncronos a 0.8 de factor de potencia.	Valor de potencia nominal en HP (Valor aproximado)
Motores síncronos a factor de potencia unitario (1.0)	0.8 HP Nominales (Valor aproximado)

8.3.1.5 Motores con tensiones de operación mayores de 600 volts

Los motores que operan con voltajes de 600 volts o mayores, son por lo general de un valor elevado de potencia y pueden tener una contribución significativa durante un cortocircuito. Los motores de 1000 HP o potencias mayores, del orden de miles de HP, se deben considerar como elementos individuales, por lo que sus reactancias se deben determinar antes de que se inicie un estudio de cortocircuito. En las plantas industriales grandes, en donde se tienen

muchos motores de varios cientos de HP, ya sea en forma individual o agrupados, a través de los centros de control de motores, es deseable representar estos motores como equivalentes agrupados en un bus y apareciendo como una reactancia en el diagrama de impedancias.

En la tabla siguiente, se dan los valores aproximados de las reactancias, para motores de inducción de más de 1000 HP.

VALORES APROXIMADOS DE REACTANCIAS PARA MOTORES DE INDUCCIÓN GRANDES

La reactancia de cortocircuito de un motor de inducción (o de un generador de inducción) expresada en porciento a su propia base en kVA, se puede calcular de:

$$X''d = \frac{100}{\text{Número de veces la corriente a rotor bloqueado}}$$

$$X''d = \frac{100}{6 \times I_{nominal}}$$

El valor de la reactancia de estas máquinas, cae aproximadamente (expresada en porciento) dentro de los siguientes valores:

Rango de X"d: 15-25 Valor más común = 25%

VALORES DE REACTANCIAS PARA PEQUEÑOS MOTORES AGRUPADOS

En muchos estudios de cortocircuito, el número y tamaño de los motores, ya sean de inducción y síncronos, no se conoce con precisión; sin embargo, se debe estimar el valor de la corriente de cortocircuito con que contribuyen estos motores. En tales casos, la siguiente tabla de reactancias se usa para tomar en consideración el número elevado de motores pequeños de inducción o síncronos.

REACTANCIAS PARA PEQUEÑOS MOTORES AGRUPADOS

CASOS	DATOS DE LOS MOTORES Y OTROS ELEMENTOS	REACTANCIA SUBTRANSITORIA X"d, %	REACTANCIA TRANSITORIA X'd, %
1	600 Volts o menos-inducción	25	-
2	600 Volts o menos-síncronos	25	33
3	600 volts o menos-inducción.	31	-
4	600 Volts o menos-síncronos.	31	39
	Incluyendo los conductores y el transformador reductor.		
5	Motores arriba 600 volts-inducción	20	-
6	Motores arriba 600 volts-síncronos	15	25
7	Motores arriba 600 volts-inducción	26	-
8	Motores arriba 600 volts-síncronos	21	31
	Incluyendo los conductores y el transformador reductor.		

DATOS DE REACTANCIA DE MÁQUINAS SINCRONAS EXPRESADO EN % A SU PROPIA BASE EN KVA

	X"d		X'd	
	Rango	Medio	Rango	Medio
A. GENERADORES				
1. **Turbogeneradores de rotor liso**			No se usa en los cálculos de cortocircuito	
2 polos, 625-9375 kVA	6-13	9		
2 polos, 1250 kVA o mayores	8-12	10		
4 polos, 1250 kVA o mayores	10-17	14		
2. **Generador de polos salientes (Sin devanado de amortiguamiento)**			No se usa en los cálculos de cortocircuito	
12 polos o menos	15-35	25		
14 polos o Más	25-45	35		
3. **Generador de polos salientes (con devanado de amortiguamiento)**			No se usa en los cálculos de cortocircuito	
12 polos o menos	10-25	18		
14 polos o más	18-40	24		
B. CONDENSADORES SÍNCRONOS	9-38	24		
C. MOTORES SÍNCRONOS				
4 polos	7-16	10	10-22	15
8-14 polos	11-22	15	17-36	24

DATOS PARA TRANSFORMADORES DE SUBESTACIONES INTEGRALES Y UNITARIAS

KVA	TIPO SECO						EN ACEITE	
	440V		2400-4800V		6.9-15 KV		2.4-15.0 KV	
	%Z	X/R	%Z	X/R	%Z	X/R	%Z	X/R
75	3	0.83	6.2	2.15				
112.5	4.6	1.63	4.5	1.77	6.1	1.93		
150	5.5	2.08	4.2	1.95	5.3	2.33		
225	5.9	4.58	4.6	1.75	6.1	2.4	2.0	2.5
300	4.9	2.5	5.2	3.57	6.0	3.22	4.5	3.0
500	4.1	3.69	5.3	4.33	6.4	4.43	4.5	3.5
			2,400-15,000V					
			%Z		X/R			
750	5.2	2.88	5.75		5.0		5.75	4.0
1000	4.7	3.46	5.75		3.7		5.75	4.75
1500			5.75		6.5		5.75	5.5
2000			5.75		7.2		5.75	9.0
2500			5.75		7.5		5.75	6.0

8.3.1.6 MOTORES DE 600 VOLTS O MENORES

En sistemas de 600 volts o menos, los motores más grandes (es decir, motores del orden de cientos de HP), son unos cuantos y representan sólo una pequeña porción de la carga total conectada. Estos motores grandes se pueden representar en forma individual, o bien, se pueden agrupar con los motores pequeños para representar los grupos completos, como un motor equivalente en el diagrama de impedancias.

Los motores muy pequeños, por lo general se dejan fuera de los cálculos, ya que en estudios de cortocircuito es difícil predecir qué tanto pueden contribuir y si es seguro que agreguen complejidad al estudio. Una solución alternativa es agrupar todos los motores pequeños y representar una reactancia equivalente de ellos. Algunas reglas simples a seguir son las siguientes:

1. En sistemas industriales que operan con tensiones de 600 V, 480 V trifásicos, se supone que los motores operan agrupados en el secundario del transformador y están conectados justamente en el bus secundario, y tienen una reactancia del 25% a una base en kVA igual al 100% de la capacidad del transformador.

2. En todos los sistemas de 220 V y las instalaciones comerciales de 480 V, una parte importante de la carga es alumbrado, por lo tanto, se puede suponer que todos los motores están agrupados en el secundario del transformador y tienen una reactancia del 25% a una base en kVA igual al 50% de la capacidad del transformador.

3. Los grupos de pequeños motores de inducción que están alimentados por un centro de control de motores se pueden representar suponiendo que el grupo tiene una reactancia de 25% a la base en kVA equivalente a la potencia en kVA de los HP totales de los motores conectados.

8.3.2 OTRA FORMA DE OBTENER LOS DATOS DE LAS MÁQUINAS ELÉCTRICAS

Además de las reglas generales indicadas en los párrafos anteriores, existen formas más exactas de obtener o estimar los parámetros de las máquinas eléctricas, es decir, obtener datos típicos para las máquinas para estudios de cortocircuito.

A) **GENERADORES Y MOTORES SÍNCRONOS.**

Reactancia subtransitoria (X"d)

Rango: 0.1-0.3 a la base en kVA de la máquina. Es igual también a la reactancia de secuencia negativa

$$X_2 = \frac{X''d + X''q}{2} \cong X''d$$

Donde:

X"q = Reactancia subtransitoria de eje en cuadratura

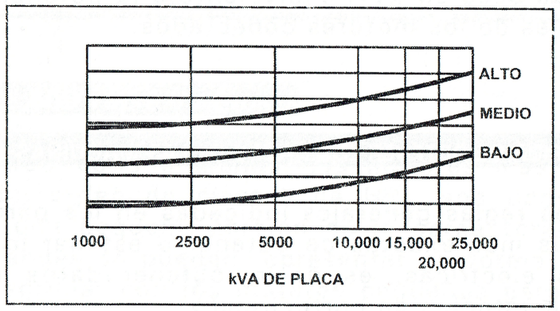
Reactancia de secuencia cero (Xo)

Xo = 0.1 a 0.7 de X"d

Para los motores síncronos durante el arranque, la reactancia a rotor bloqueado es típicamente igual a la reactancia de secuencia negativa

$$Xrotor\ \ bloqueado = X\ secuencia\ \ negativa = X_2$$

Para los valores de resistencia, se pueden hacer uso de las curvas típicas de relación X/R para la secuencia positiva y negativa.



RANGO DE VALORES DE X/R PARA PEQUEÑOS GENERADORES Y MOTORES SÍNCRONOS

B) Datos Típicos para motores de inducción

Reactancia subtransitoria (X"d)

$$X"\ d = \frac{Corriente\ a\ plena\ carga}{Corriente\ a\ rotor\ bloqueado}\left(\frac{Vmotor}{Vbase}\right)^2$$

Para los estudios de cortocircuito, generalmente se hace:

$$X"d = X\ secuencia\ positiva = X_1$$

Para cálculos de arranque de motores, la reactancia de rotor bloqueado se toma como valor típico igual a la reactancia subtransitoria.

$$Xrotor\ \ bloqueado = X"d$$

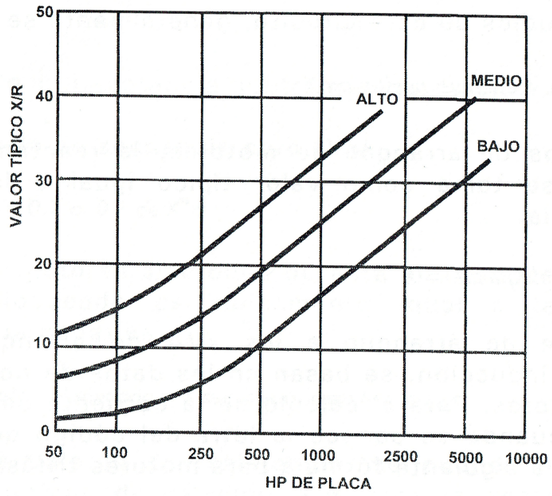
La corriente de arranque a los kVA de arranque para los motores de inducción, se basan en los datos de norma para los propios motores. Para el cálculo de la corriente de arranque de un motor, cuando se conoce la letra del código del mismo, se puede usar la siguiente fórmula para motores trifásicos:

$$Iarranque = \frac{1000(hp)\ (kVA\ /\ HP\ a\ la\ letra\ de\ código)}{1.73\ x\ (Voltaje\ nominal)}$$

Las letras de código comunes que corresponden a los kVA de arranque por HP son las siguientes:

Letra de código	KVA/HP
D	4.00-4.49
E	4.50-4.99
F	5.00-5.59
G	5.60-6.29
H	6.30-7.09

Los valores típicos de la relación X/R para motores trifásicos de inducción, se pueden obtener de la curva siguiente:



RANGO DE VALORES DE X/R PARA MOTORES TRIFÁSICOS DE INDUCCIÓN

8.4 LOS CONCEPTOS BÁSICOS DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

Las corrientes de cortocircuito introducen grandes cantidades de energía destructiva en forma de calor y fuerza magnética dentro de un sistema de potencia. Se deben hacer cálculos de cortocircuito para asegurarse que los rangos de cortocircuito de los equipos sean adecuados para manejar las corrientes de falla disponibles en sus localidades.

8.4.1 FUENTES DE CORTOCIRCUITO

Las corrientes que circulan durante una falla usualmente provienen de dos fuentes básicas: ***máquinas rotatorias síncronas y máquinas rotatorias de inducción***. Las máquinas rotatorias pueden operar como generadores, motores o condensadores síncronos.

La corriente suministrada por cada máquina rotatoria se limita por la propia impedancia de la máquina y la impedancia que existe entre la

falla y la fuente. Estas fuentes ofrecen una reactancia variable al flujo de la corriente.

En los sistemas industriales, los métodos de cálculo no difieren esencialmente de los usados en los sistemas eléctricos de potencia, pero para agrupar elementos, las fuentes de alimentación a la falla en un sistema industrial son:

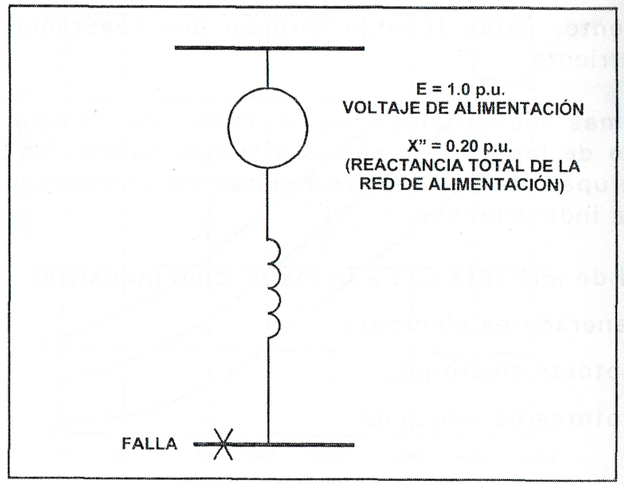
a) La red de alimentación a la instalación industrial.
b) Los generadores síncronos.
c) Los motores síncronos.
d) Los motores de inducción.

A) LA RED DE ALIMENTACIÓN A LA INSTALACIÓN INDUSTRIAL.

Cualquier industria se alimenta de una compañía suministradora de energía eléctrica, en México pueden ser: Compañía de Luz y Fuerza o Comisión Federal de Electricidad (CFE); éstas lo hacen en un punto de conexión eléctrico definido.

Para cumplir con los requerimientos de energía eléctrica, las compañías suministradoras están constituidas de una red compleja de generadores, transformadores, líneas de transmisión y distribución.

En un sistema típico, sus generadores no son afectados por un cortocircuito máximo en una planta industrial, sino parecen ser sólo un incremento pequeño de carga, y esta contribución de corriente tiende a permanecer constante. Por lo tanto, el sistema es representado por un Equivalente de Thevenin de toda la red que se encuentra detrás, referida al punto de conexión, como se muestra en la figura siguiente.



ALIMENTACIÓN

Antes de ejecutar algún cálculo, se deben de obtener los valores exactos presentes y futuros de corrientes de cortocircuito y la relación X/R, o la impedancia de fuente R+jX, en el punto de conexión de la compañía de suministro de energía.

B) LOS GENERADORES.

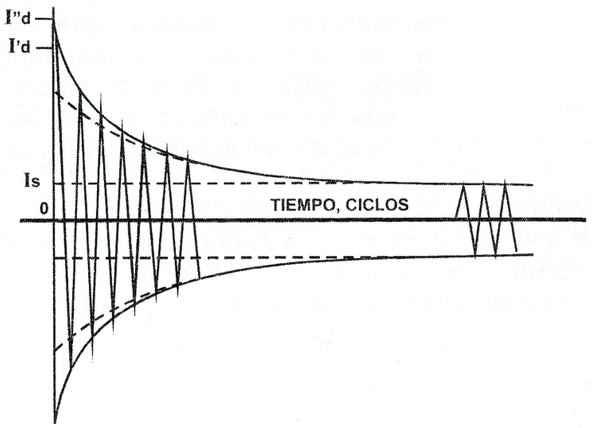
La generación en sistemas industriales no es práctica común; sin embargo existen plantas industriales que tienen una demanda de potencia grande, tal es el caso de: siderúrgicas, automotriz, papeleras, petroquímicas y de fertilizantes. En estas industrias, la aportación de los generadores a la corriente de cortocircuito es considerable.

La manera en que hacen la aportación es de forma natural y parte del principio de generación, que es:

I. En condiciones normales de operación se genera a partir de una corriente de excitación que recorre un conductor (rotor)

que teniendo un movimiento relativo con respecto al estator, induce en éste un voltaje.

II. Si se aplica un cortocircuito en las terminales del generador síncrono, la corriente de cortocircuito empieza en un valor alto y decae exponencialmente a un valor de estado estable después de transcurrido un tiempo desde el inicio del cortocircuito. Ya que un generador síncrono continúa su rotación debido a su turbina o primo motor, y al tener su campo excitado externamente, el valor de la corriente de estado estable se mantendrá, a menos que se interrumpa por algún medio de desconexión.



Si se observa un oscilograma de la corriente de cortocircuito para una falla trifásica en las terminales del generador, se tendría la forma de onda siguiente:

De la figura anterior:

I"d = Corriente de cortocircuito subtransitoria o de primer ciclo y es determinada por X"d. Su duración es de aproximadamente 1 ciclo.

I'd = Corriente de cortocircuito transitoria, y es determinada por X'd. Su duración es de entre 1 a 6 ciclos, dependiendo de la constante de tiempo del sistema. Esta es la corriente que se usa para los estudios de la protección o el cálculo de las capacidades interruptivas de los dispositivos de interrupción.

Is = Corriente de estado permanente, y es determinada por Xs. Esto se debe a que la corriente se tiende a estabilizar después de unos seis ciclos, cuyo valor medio es el que determina los esfuerzos térmicos en las instalaciones. Como la mayoría de los dispositivos de protección, tales como interruptores y fusibles, operan mucho antes de que se alcancen las condiciones de estado estable, esta reactancia síncrona es raramente utilizada en el cálculo de corrientes de falla para la aplicación de estos dispositivos.

Para representar esta característica se puede usar un circuito equivalente que consiste de una fuente de voltaje constante en serie con una impedancia, la cual varía con el tiempo. Esta impedancia consiste principalmente de reactancia.

Ejemplo

Un generador de 15MVA a 13.8 kV tiene un valor de reactancia subtransitoria de 0.20 p.u. y transitoria de 0.30 p.u., referida a su propia base. Calcular la corriente subtransitoria y la transitoria.

Solución

Transitoria: $I'd = \frac{E}{X'd} = \frac{1.0}{0.30} = 3.33\ p.u.$

Subtransitoria: $I''d = \frac{E}{X''d} = \frac{1.0}{0.20} = 5\ p.u.$

Los valores en amperes se tienen a partir de la corriente base:

$$I_{base} = \frac{15*10^3}{\sqrt{3}*13.8} = 627.5A$$

$$I'd = 3.33*627.5 = 2090A$$

$$I''d = 5*627.5 = 3173.5A$$

C) Motor síncrono.

Los motores síncronos, para su funcionamiento requieren de una alimentación de corriente alterna (C.A.) en el estator y una corriente directa en el rotor (armadura). Por esta razón, cuando ocurre un cortocircuito en el sistema de C.A., éste disminuye; sin embargo, debido a la inercia rotor y a la carga que alimenta, continua girando, con lo que el campo magnético formado por corriente continua corta al devanado del estator y se comporta en unos instantes como un generador síncrono.

Por esta situación, estos motores contribuyen a la falla, aunque sólo por unos cuantos ciclos, hasta que se detenga el motor.

D) Motores de inducción

Un motor de inducción **"jaula de ardilla"** aporta corriente de falla cuando existe una falla en el sistema, ésta se genera por la inercia del motor en presencia de un flujo de campo, producido por inducción del estator más que por la corriente directa del devanado de campo. Ya que este flujo decae, por la pérdida de la fuente de voltaje provocada por la falla en las terminales del motor, la contribución de un motor de inducción a la corriente de falla se reduce en una forma exponencial rápida y desaparece después de

aproximadamente 3-4 ciclos. Debido a que no se mantiene la excitación del campo, no hay un valor de corriente de falla en estado estable, como en las máquinas síncronas. Nuevamente se utiliza el mismo circuito equivalente, pero los valores de reactancia transitoria y sincronía se aproximan al infinito. Como consecuencia, a los motores de inducción se les asigna únicamente un valor de reactancia subtransitoria X"d, este valor es casi igual a la reactancia de rotor bloqueado, y por lo tanto, el valor de contribución de corriente inicial deberá ser igual a la corriente de arranque a voltaje pleno.

Los motores de inducción de rotor devanado operan normalmente con sus anillos del rotor en cortocircuito y contribuyen a la falla en la misma forma que los motores tipo "jaula de ardilla". Ocasionalmente, motores de rotor devanado grandes son operados con resistencia externa en los circuitos del rotor, por lo que pueden tener lo suficientemente baja las constantes de tiempo de cortocircuito, así que su contribución a la falla no es significante y puede ignorarse. Se debe hacer una investigación específica para determinar cuándo ignorar la contribución de un motor de rotor devanado a la corriente de cortocircuito.

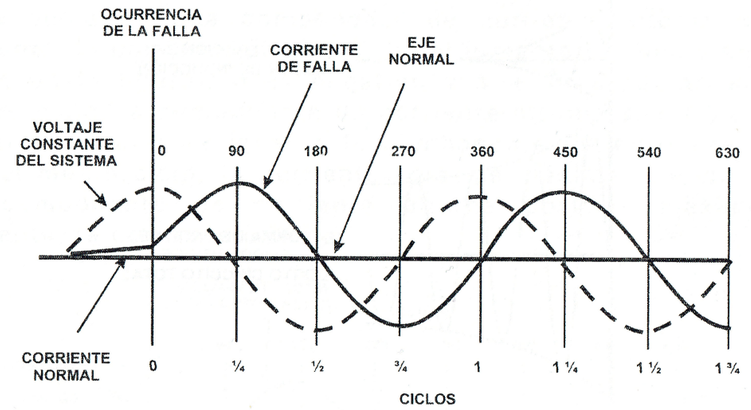
Por lo tanto, los motores de inducción son los elementos que menor contribución tienen a la corriente de falla, por lo que se pueden hacer algunas simplificaciones en el estudio de cortocircuito, los cuales son:

Para motores de más de 500 HP se representan como fuentes individuales, haciendo HP≈1KVA.

En motores menores de 500 HP se considera que: HP≈1KVA, pero se agrupan todos los motores conectados a una misma barra, como si fuera un motor equivalente, siendo la potencia total la suma de cada uno de ellos.

8.4.2 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO TOTAL COMO UNA FUNCIÓN DEL TIEMPO

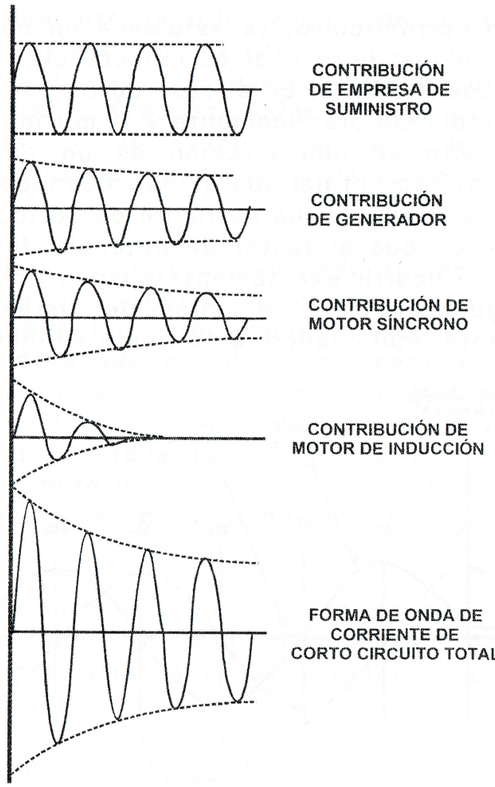
Cuando ocurre un cortocircuito, se establece un nuevo circuito con baja impedancia, mucha de la cual es inductancia, y la corriente se incrementa consecuentemente. En el caso de un cortocircuito franco, la impedancia es reducida drásticamente y la corriente se incrementa a un valor muy alto en una fracción de un ciclo. La figura 2 representa una corriente normal que estaba fluyendo antes de que la falla ocurriese. Para producir una corriente de cortocircuito simétrica bajo la suposición de que el factor de potencia de cortocircuito es cero, la falla deberá ocurrir exactamente cuando el voltaje normal es máximo. En la figura siguiente, el voltaje del sistema se asume que permanece constante, aún cuando la corriente se incrementa.



UNA ONDA DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO SIMÉTRICA PARA UN SISTEMA TOTALMENTE REACTIVO

La corriente de cortocircuito total está formada por todas las componentes de las fuentes conectadas al circuito. Las corrientes de las máquinas rotatorias disminuye en distintas maneras, tal que la corriente simétrica está inicialmente en un máximo, disminuyendo entonces hasta que se alcanza un valor de estado estable. Este decremento es conocido como el decremento de C.A. de la corriente

de cortocircuito. La figura 3 muestra una corriente de cortocircuito simétrica decrementada.



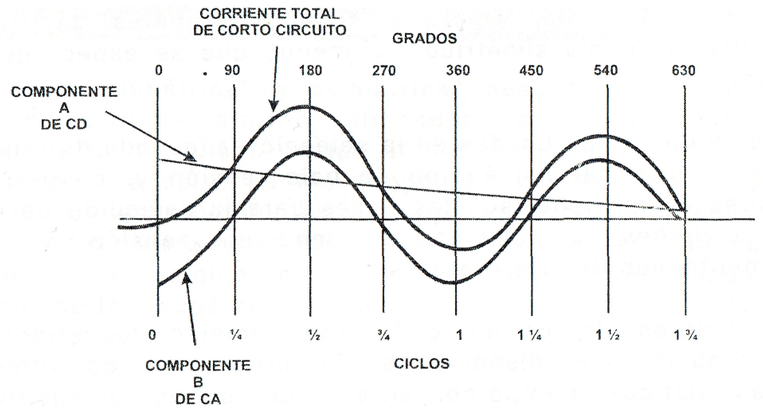
FORMA DE ONDA DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO SIMÉTRICA DECREMENTADA

Muchas corrientes de cortocircuito no son simétricas, porque están desfasadas (OFFSET) del eje de corriente normal por un período de varios ciclos. Si el factor de potencia es esencialmente cero, hasta que un valor de estado estable es alcanzado y el cortocircuito ocurre en un punto cero sobre la onda de voltaje, la corriente inicia su formación desde cero, pero no puede seguir el eje de corriente normal debido a que la corriente está atrasada del voltaje por más de

90°. Aunque la corriente es simétrica con respecto a un nuevo eje, es asimétrica con respecto del eje original.

La figura siguiente ilustra el caso donde un cortocircuito con bajo factor de potencia produce el primer pico mayor de la corriente de cortocircuito. La magnitud de la corriente defasada para una falla típica estará entre los dos extremos de simetría completa y asimetría completa, debido a lo raro de que la falla ocurra exactamente en un voltaje pico o un voltaje cero.

En la figura se hace un análisis de una onda de corriente asimétrica típica. El desplazamiento de la onda de corriente asimétrica de una onda simétrica, teniendo igual desplazamiento pico-pico, es un valor positivo de corriente que puede ser considerada como una corriente directa. La corriente asimétrica, por lo tanto, puede ser considerada, como la suma de una componente de corriente alterna **b** y una componente de corriente directa **a**. En el instante del inicio de la falla (o ciclos en la figura), **b** es negativo y **a** + **b** = **0**. Justo antes del cuarto de ciclo, la componente de corriente alterna simétrica es cero y la corriente total es igual a la componente de corriente directa. Cerca del medio ciclo, la corriente total es máxima, siendo la suma de la componente de corriente alterna positiva máximo y la componente de corriente directa.



ANÁLISIS DE LA FORMA DE ONDA DE LA CORRIENTE ASIMÉTRICA

La componente de corriente directa disminuye eventualmente a cero tanto como la energía almacenada es consumida en la forma de pérdidas por I^2R en las resistencias del sistema. La relación inicial del decremento de la componente de corriente directa es inversamente proporcional a la relación X/R del sistema, desde la fuente a la falla. Cuando la relación X/R es baja, más rápido es el decremento.

Este decremento es llamado **"decremento de corriente directa"**. La corriente de cortocircuito total es así afectada por un decremento de C.D. y un decremento de C.D. antes de que alcance su valor de estado estable.

8.4.3 Tiempo de cálculos

Debido a que algunos dispositivos de protección operan después de pocos ciclos y otros después de un retardo de tiempo, se puede necesitar calcular las corrientes de cortocircuito en los siguientes tiempos encomendados.

(1) *Las consideraciones de primer ciclo.* Valores simétricos máximos inmediatamente después de la iniciación de la falla son siempre requeridos y son muchas veces los únicos valores necesarios. En este texto, estos valores son referidos como la corriente de primer ciclo y son los amperes de C.A. de cortocircuito rms simétricos, a menos que se especifique otra cosa.

Estos valores son usados en la selección adecuada de rangos de cortocircuito para el equipo de baja tensión y, convertidos a valores asimétricos, son las bases para la selección de rangos de switches y fusibles de mediana tensión y rangos momentáneos de interruptores.

Los valores de primer ciclo son también requeridos para coordinación de dispositivos de protección conforme sus características tiempo-corriente. Aún si un dispositivo no realiza la interrupción hasta varios ciclos desde la inicialización de la falla, permitiendo así que la corriente de falla decaiga, los

dispositivos de protección y todos los dispositivos en serie deben soportar la corriente máxima así como la energía total.

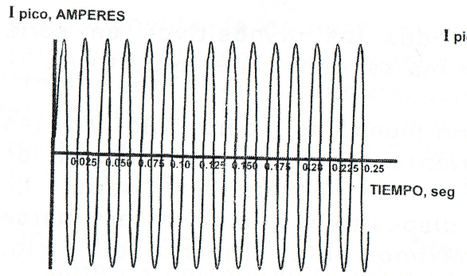
Un dispositivo que interrumpe en menos de medio ciclo (y antes de que el primer pico de corriente sea alcanzado) reduce los requerimientos de esfuerzo de los dispositivos serie. La corriente que pasa por tales dispositivos puede determinarse desde los valores simétricos máximos en el primer medio ciclo, usualmente referida como corriente de cortocircuito esperada.

(2) Después de 1.5 hasta 8 ciclos (consideraciones interruptivas). valores máximos después de pocos ciclos, son requeridas para comparación con los rangos interruptivos de interruptores de mediana tensión. Únicamente las consideraciones básicas y los cálculos son discutidos en este texto.

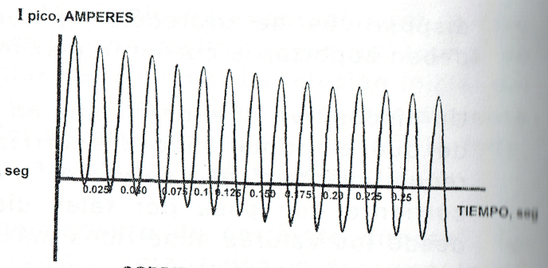
(3) Cerca de 30 ciclos. estas corrientes de fallas reducidas son algunas veces necesarias para estimar el comportamiento de los relevadores con retardo de tiempo y fusibles. Algunas veces, se deben calcular valores mínimos para calcular si existe suficiente corriente para abrir los dispositivos de protección con el tiempo satisfactorio.

8.4.4 Corriente de cortocircuito simétricas y asimétricas

Las palabras **"simétrica" y asimétrica"** describen la forma de las ondas de corriente alterna, alrededor de su eje cero. Si las equivalentes de los picos de las ondas de corriente son simétricas alrededor del eje cero, se les denomina **"envolventes de corriente simétrica"**, si las envolventes no son simétricas alrededor del eje cero, se les denomina entonces **"envolventes de corriente asimétrica"**. En cualquier caso, la envolvente es una línea que se traza uniendo los picos de las ondas.



CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO SIMÉTRICA



CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO ASIMÉTRICA

La simetría o asimetría de la corriente de cortocircuito depende principalmente de los siguientes factores:

i) El instante en que se produce la falla con relación a la onda de voltaje del sistema.

ii) La relación de la reactancia a la resistencia del sistema en el punto de la falla (X/R).

La onda de corriente es completamente asimétrica cuando la falla se produce en el momento en que la onda de voltaje se encuentra en su máximo punto, y es completamente simétrica, cuando en el momento de la falla la onda de voltaje pasa por su cero.

La mayoría de las corrientes de cortocircuito son casi siempre asimétricas, durante los primeros ciclos después de la ocurrencia del cortocircuito. La corriente asimétrica está en su máximo durante el primer ciclo después de que el cortocircuito ocurre y en unos pocos ciclos después se transforma en simétrica.

8.5 TIPOS DE FALLA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN E INDUSTRIALES

El cálculo del valor preciso de una corriente asimétrica en un tiempo dado después de la inserción de una falla, es un cálculo que puede

resultar complejo; en consecuencia, se pueden desarrollar métodos simplificados que conduzcan a la obtención de las corrientes requeridas para el equipo y los dispositivos de protección.

En el sentido más elemental, el valor de la corriente de cortocircuito simétrica se obtiene por el uso apropiado de la impedancia en la ecuación básica:

$$I = E / Z$$

Donde:

E = Tensión en el sistema.

Z o X = Impedancia equivalente del sistema que incluye a la red y las fuentes de cortocircuito.

Para el equipo, se establece que un dispositivo de protección debe tener la capacidad de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito que circula a la falla a través del dispositivo de protección en el punto de su localización. Este mismo concepto se aplica a la determinación de la capacidad de corriente de cortocircuito de buses, aisladores y tableros.
Las fallas o cortocircuito, pueden ocurrir en un sistema eléctrico de potencia trifásico en distintas formas. El dispositivo de protección o equipo, debe tener la capacidad de interrumpir o de soportar cualquier tipo de falla que se pueda presentar.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito máximo, se considera una impedancia nula, sin efecto limitador de corriente, es decir, que se considera una falla franca (bolted). Sin embargo, debe reconocerse que los cortocircuitos muchas veces involucran arqueo, y la impedancia variable del arqueo puede reducir apreciablemente las magnitudes de corriente de cortocircuito de bajo voltaje. En sistemas de bajo voltaje, los valores mínimos de las corrientes de cortocircuito son muchas veces calculados a partir de los efectos conocidos de arqueo. Estudios analíticos indican que las corrientes de cortocircuito con arqueos sostenidos, en por unidad, de los valores de fallas francas. Pueden ser típicamente tan bajos como:

a) 0.89 a 480 v y 0.12 a 208 V para fallas trifásicos.

b) 0.74 a 480 v y 0.02 a 208 V para fallas entre líneas.

c) 0.39 a 277 v y 0.01 a 120 V para fallas monofásicos a tierra.

Las fallas que se pueden presentar se indican a continuación, pero para la determinación de las características del equipo de interrupción se considera la falla trifásica, aún cuando la probabilidad de ocurrencia de ésta sea baja y casi siempre sea causada por motivos accidentales.

8.5.1 Falla trifásica sólida

Una falla trifásica sólida describe la condición en que los tres conductores, es decir, las tres fases, se unen físicamente con un valor de cero impedancia entre ellas, como si se soldaran o atornillaran físicamente.

En un sistema industrial, el cortocircuito trifásico es el único considerado, ya que de este tipo de fallas generalmente resultan las condiciones de corrientes de cortocircuito máximas. Asumiendo una condición de cortocircuito trifásico también se simplifican los cálculos. El sistema, incluyendo el cortocircuito, permanecen simétricos alrededor del neutro, dependiendo si éste está o no aterrizado y despreciando las conexiones estrella o delta de los transformadores. Las corrientes de cortocircuito trifásico balanceado pueden ser calculadas usando un circuito equivalente monofásico, que tiene únicamente voltajes e impedancias línea a neutro.

8.5.2 Falla de fase a fase sólida

En la mayoría de los sistemas trifásicos, los niveles de falla sólida de fase a fase son de aproximadamente el 87% de la corriente de falla trifásica sólida; debido a esto, el cálculo de esta falla, no siempre se requiere, ya que no representa el valor máximo.

8.5.3 Falla de fase a tierra sólida

En sistemas con el neutro sólidamente conectado a tierra, la falla sólida de fase a tierra es por lo general igual o ligeramente menor que la falla sólida trifásica, excepto cuando se conectan los neutros a tierra a través de un valor elevado de impedancia en el que el valor de corriente es significativamente menor. En sistemas de potencia de empresas de suministro de energía, las corrientes de cortocircuito de una fase a tierra pueden variar desde bajos porcentajes hasta 125% del valor de falla trifásica. En sistemas industriales, corrientes de cortocircuito de una fase a tierra mayores que las trifásicas son raras, excepto cuando fallas francas ocurren cerca de devanados en estrella con el neutro sólidamente aterrizado, como: generadores o transformadores de dos devanados, delta-estrella, tipo núcleo.

8.6 Teoría de las componentes simétricas

La teoría de las componentes simétricas establece que "tres vectores desequilibrados de un sistema trifásico se pueden descomponer en tres sistemas equilibrados de vectores, denominados de secuencia positiva, negativa y cero, independientes". Así, se resuelve cada una de estas redes como una red balanceada, y después se regresa a la solución del problema original.

- Los componentes de secuencia positiva, son de igual magnitud, con diferencia de fase de 120° y con la misma secuencia de fase que el sistema original.

- Los componentes de secuencia negativa, son de igual magnitud, con diferencia de fase de 120° y con la secuencia de fases opuesta al sistema original.

- Los componentes de secuencia cero, formada por tres vectores de igual magnitud y con una diferencia de fases de cero grados (nula).

8.6.1 Síntesis de vectores desequilibrados a partir de sus componentes simétricos

Cuando se resuelve un problema por componentes simétricos, se acostumbra designar las tres fases de un sistema por las letras *a*, *b*, y *c*, de tal forma que la secuencia de fases de los voltajes y corrientes en el sistema sea *abc*. Por lo tanto, la secuencia de fases de los componentes de secuencia positiva de los vectores desequilibrados, es *abc* y la de los componentes de secuencia negativa, *acb*. Si los vectores originales son voltajes, pueden designarse por V_a, V_b y V_c. *Los tres conjuntos de componentes simétricos se designan con el subíndice adicional 1 para los componentes de secuencia positiva, 2 para los componentes de secuencia negativa y 0 para los componentes de secuencia cero.* Los componentes de secuencia positiva de V_a, V_b y V_c, son V_{a1}, V_{b1} y V_{c1}. De igual forma, los componentes de secuencia negativa son V_{a2}, V_{b2} y V_{c2} y los de secuencia cero, V_{a0}, V_{b0} y V_{c0}.

La figura siguiente, muestra los tres conjuntos de componentes simétricos.

Como cada uno de los vectores desequilibrados originales es igual a la suma de sus componentes, los vectores originales expresados en función de sus componentes son:

$$Va = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}$$

$$Vb = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0}$$

$$Vc = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0}$$

8.6.2 Operadores

La letra **a** se utiliza normalmente para designar al operador que origina una rotación de 120° en sentido contrario al movimiento de

las manecillas del reloj. Tal operador es un número complejo de módulo, la unidad y argumento de 120°, que se define como:

$$a = 1\angle 120^\circ = -0.5 + j0.866$$

$$a^2 = 1\angle 240^\circ = -0.5 - j0.866$$

$$a^3 = 1\angle 360^\circ = 1\angle 0^\circ = 1$$

$$a^4 = a$$

Con lo cual se tienen las relaciones siguientes:

$$V_{b1} = a^2 V_{a1} \qquad V_{c1} = aV_{a1}$$

$$V_{b2} = aV_{a2} \qquad V_{c2} = a^2 V_{a2}$$

$$V_{b0} = V_{a0} \qquad V_{c0} = V_{a0}$$

Sustituyendo en las ecuaciones anteriores y realizando las operaciones matriciales necesarias, se pueden expresar los voltajes de secuencia en función de los de fase como:

$$V_{a0} = \frac{1}{3} Va + V_b + V_c$$

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}, \quad \text{esto es igual a} \quad V_{a1} = \frac{1}{3} Va + aVb + a^2 V_c$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3} Va + a^2 V_b + aV_c$$

Las ecuaciones anteriores nos demuestran que *no hay componentes de secuencia cero si la suma de los vectores desequilibrados es cero.* Como la suma de los vectores de voltaje entre líneas en un sistema trifásico es siempre cero, los componentes de secuencia cero no

existen nunca en los voltajes de línea, cualquiera que sea el desequilibrio. *La suma de los vectores de los tres voltajes entre línea y neutro no es necesariamente cero,* y por lo tanto, los voltajes, con respecto al neutro, pueden tener componentes de secuencia cero.

Las ecuaciones anteriores se pueden escribir en forma similar para las corrientes:

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$$

esto es igual a

$$I_{a0} = \frac{1}{3} I_a + I_b + I_c$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3} I_a + aI_b + a^2 I_c$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3} I_a + a^2 I_b + aI_c$$

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0}$$

$$I_b = a^2 I_{a1} + aI_{a2} + I_{a0}$$

$$I_c = aI_{a1} + a^2 I_{a2} + I_{a0}$$

En una sistema trifásico, la suma de las corrientes en las líneas, es igual a la corriente I_n en el retorno por el neutro. Por lo tanto, $I_a + I_b + I_c = I_n$, la cual comparada con las ecuaciones anteriores nos dan: $I_n = 3\ I_{a0}$

Si no hay retorno por el neutro de un sistema trifásico, I_n es cero y las corrientes en las líneas no contienen componentes de secuencia cero. Una carga conectada en Δ no tiene retorno por el neutro, y por lo tanto, las corrientes que van a una carga conectada en Δ no contienen componentes de secuencia cero.

8.6.3 FORMACIÓN DE LAS REDES DE SECUENCIA PARA LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

Para los estudios de cortocircuito, y en particular para las fallas a tierra, se requiere que cada corriente de secuencia circule por una red de impedancias de la misma secuencia, es decir, que un estudio de cortocircuito por cualquier método que se aplique, requiere de la formación de las redes:

- De secuencia positiva.
- De secuencia negativa.
- De secuencia cero.

Para un sistema elemental, como el que se tiene en la figura:

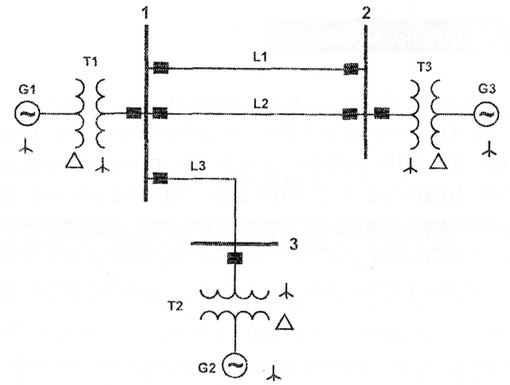
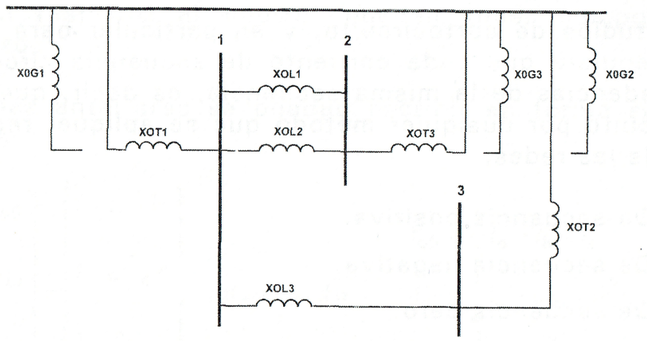


DIAGRAMA UNIFILAR (DE UN SISTEMA ELEMENTAL)

8.6.3.1 LA RED DE SECUENCIA POSITIVA

En la figura siguiente, se ilustra la red de secuencia positiva, la cual se obtiene remplazando cada elemento del sistema por su impedancia y cada generador por una fuente de voltaje en serie con su impedancia de secuencia positiva. Tratándose de instalaciones

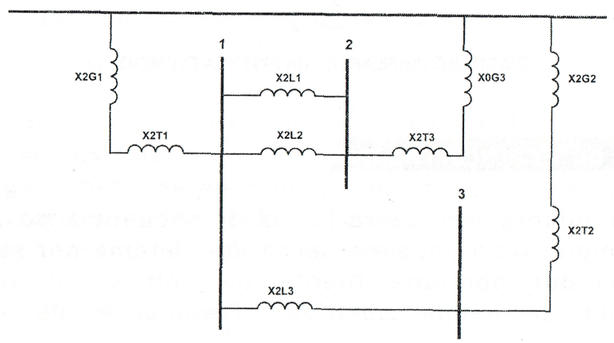
industriales, los motores síncronos o de inducción, son también fuentes de voltaje y tienen la misma representación.



RED SECUNDARIA POSITIVA

8.6.3.2 LA RED DE SECUENCIA NEGATIVA

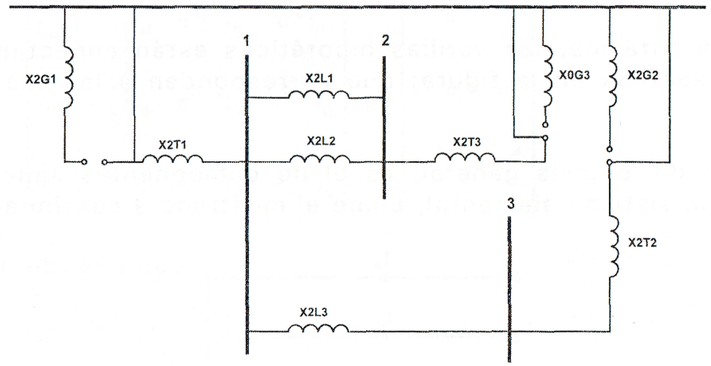
La red de secuencia negativa, se muestra en la figura siguiente, y se obtiene igual que la red de secuencia positiva, es decir, remplazando cada elemento por su impedancia de la misma secuencia. En este caso, no se tienen fuentes de voltaje, la razón es que los sistemas están diseñados en la práctica para generar sólo en la secuencia positiva, o sea, secuencias de fases ABC, para un observador que ve fases girando en sentido contrario de las manecillas del reloj.



RED SECUNDARIA NEGATIVA

8.6.3.3 LA RED DE SECUENCIA CERO

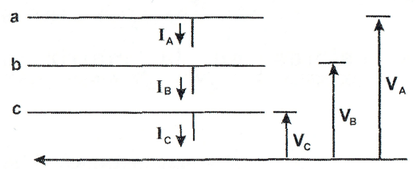
En la red de secuencia cero, circulan sólo corrientes de secuencia cero, que aparecen durante la falla a tierra, es decir, que en la formación de esta red, se deben tomar en consideración, la forma en cómo se encuentran los neutros de los elementos conectados a tierra. La red de secuencia cero que se forma, se observa en la figura siguiente:



RED DE SECUENCIA CERO

8.7 TEORIA DE LAS FALLAS TRIFÁSICAS Y MONOFÁSICAS

Para la obtención de las ecuaciones para las componentes simétricas de corriente y tensiones en una red en general, durante una falla se designan I_a, I_b e I_c a las corrientes que salen del sistema equilibrado inicial, en la falla de las fases A, B y C. Refiriéndose a la figura siguiente, esta muestra las tres líneas de un sistema trifásico en la parte de la red en que se presenta la falla. Por conexiones adecuadas de las varillas, pueden presentarse los diversos tipos de fallas,



LOS TRES CONDUCTORES DE UN SISTEMA TRIFÁSICO

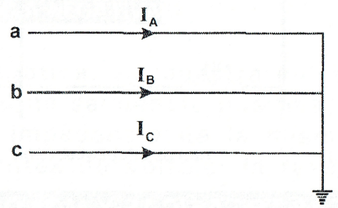
Los voltajes de línea a tierra en la falla, se designan por V_a, V_b y V_c, antes de ocurrir la falla.

8.7.1 FALLA TRIFÁSICA

En el análisis de fallas, lo que se pretende, en primer instancia, es obtener las expresiones que permitan calcular las corrientes de cortocircuito que se requiera en el punto de falla seleccionado.

En la falla trifásica, las varillas hipotéticas están conectadas en la forma presentada en la figura, que corresponden a la falla trifásica sólida.

El método de análisis general, es el de componentes simétricas. A partir de un sistema elemental, como el mostrado a continuación:



FALLA TRIFÁSICA

En la falla trifásica, el sistema se mantiene balanceado, por lo que sólo se consideran las componentes de sec(+), en el cual las corrientes están desfasadas 120° en secuencia ABC. Aplicando el operador **a**, tenemos:

$$i_b = a^2 * I_a \qquad i_c = a * I_a$$

Sustituyendo estos valores en la matriz de componentes de corrientes.

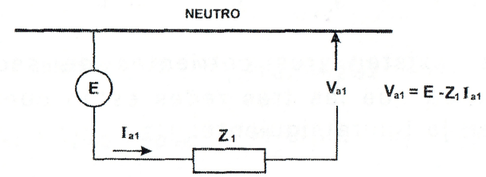
$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_a \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}\begin{bmatrix} I_a \\ a^2 * I_a \\ a * I_a \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} I_a & a^2 * I_a & a * I_a \\ I_a & a^3 * I_a & a^3 * I_a \\ I_a & a^4 * I_a & a^2 * I_a \end{bmatrix} = \frac{I_a}{3}\begin{bmatrix} 1 & a^2 & a \\ 1 & a^3 & a^3 \\ 1 & a^2 & a^4 \end{bmatrix}$$

De aquí se obtiene que:

$$I_{a0} = 0; \qquad I_{a1} = I_a; \qquad I_{a2} = 0$$

En la figura siguiente, se muestra el equivalente de Thevenin de la red de sec(+), que se obtiene en forma simplificada.



CIRCUITO PARA LA FALLA TRIFÁSICA

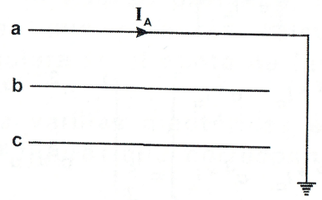
La ecuación de voltaje para esta red es:

$$V_{a1} = Vf - Z_1 * i_{a1}, \text{ como } V_{a1} = V_a = 0, \text{ entonces } 0 = Vf - Z_1 * I_{a1}, \text{ por lo que}$$

$$I_{a1} = \frac{Vf}{Z_1} \text{ que es lo conocido como } I_{3\phi} = \frac{Vf}{Z_1}$$

8.7.2 FALLA MONOFÁSICA

Supóngase que se presenta una falla de este tipo en una fase de un sistema trifásico, y en este momento las otras dos fases están en vacío, de acuerdo al diagrama elemental siguiente:

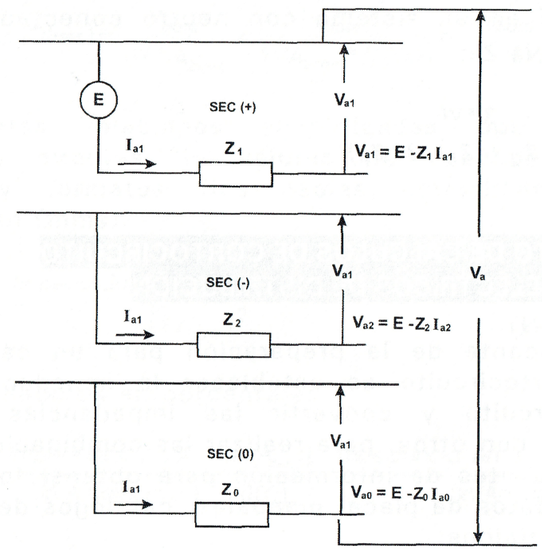


FALLA MONOFÁSICA(LÍNEA A TIERRA)

Las componentes simétricas de la corriente son:

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a & a & a^2 \\ a & a^2 & a \end{bmatrix}\begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_a/3 \\ I_a/3 \\ I_a/3 \end{bmatrix}$$

Como se observa, existen tres corrientes de secuencia, además $I_{a0} = I_{a1} = I_{a2}$ significa que las tres redes están conectadas en serie como se muestra en la figura siguiente:



CONEXIÓN DE REDES DE SECUENCIA PARA LA FALLA DE LÍNEA A TIERRA (MONOFÁSICA)

Por lo tanto:

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \qquad V_a = Vf - Z_1 I_{a1} - Z_2 I_{a2} - Z_0 I_{a0}$$

Como:

$$V_a = 0, \quad \text{entonces} \quad 0 = Vf - Z_1 I_{a1} - Z_2 I_{a2} - Z_0 I_{a0}$$

$$Vf = Z_1 I_{a2} + Z_2 I_{a2} + Z_0 I_{a0} \qquad Vf = I_{a1}(Z_1 + Z_2 + Z_0)$$

$$I_{a1} = \frac{Vf}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

La corriente de falla total sería:

$$I_a = If = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}, \text{ entonces como: } I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}$$

$$I_f = I_{a1} + I_{a1} + I_{a1} + I_{a1} = 3 * I_{a1} \qquad If = \frac{3 * Vf}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

Si la falla ocurre en un sistema con neutro conectado a tierra a través de reactancia Z_n:

$$If = \frac{3 * Vf}{Z_1 + Z_2 + (Z_0 + 3 * Z_n)}$$

8.8 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULOS DE CORTOCIRCUITO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

Una parte significante de la preparación para un cálculo de las corrientes de cortocircuito es establecer la impedancia de cada elemento del circuito y convertir las impedancias en valores consistentes unos con otros, para realizar las combinaciones en serie y paralelo. Las fuentes de información para obtener los valores de impedancia son: datos de placa, manuales, catálogos de fabricantes, y tablas de datos típicos.

Hay dos formas establecidas de expresar los valores de impedancia: **en ohms y en p.u.** En los cálculos, se prefiere usar valores en p.u. a la misma base de potencia, cuando se tienen sistemas multiniveles de voltaje.

En el sistema en por unidad existen cuatro cantidades base: potencia aparente en VA, voltaje base, corriente e impedancia base. La relación de valores base en por unidad y reales es la siguiente:

$$Valor\ en\ pu\ (valor, corriente, etc) = \frac{Valor\ Real}{Valor\ Base}$$

También las fórmulas siguientes se aplican para un sistema trifásico:

$$Corriente\ Base\ (Amperes) = \frac{kVA_{base} * (1000)}{\sqrt{3} * (V_{base})} = \frac{kVA_{base}}{\sqrt{3} * (kV_{base})}$$

$$= \frac{MVA_{base} * 10^6}{\sqrt{3} * (V_{base})} = \frac{MVA_{base} * (1000)}{\sqrt{3} * (kV_{base})}$$

$$Impedancia\ Base\ (Ohms) = \frac{V_{base}}{\sqrt{3} * A_{base}} = \frac{(V_{base})^2}{kVA_{base} * (1000)} = \frac{(kV_{base})^2 * (1000)}{kVA_{base}} = \frac{(kV_{base})^2}{MVA_{base}}$$

Las siguientes relaciones simplificadas nos permiten hacer conversiones directas de valores de impedancia de distintos elementos y formatos (los cables normalmente expresan su impedancia en Ohms).

$$Zpu = \frac{Impedancia\ real\ en\ Ohms * (MVA_{base})}{(kV_{base})^2} = \frac{Impedancia\ real\ en\ Ohms * (kVA_{base})}{(kV_{base})^2 * (1000)}$$

Los transformadores en porcentaje:

$$Zpu = \frac{Impedancia\ en\ \% * (kVA_{base})}{(kVA\ nominales) * (100)} = \frac{Impedancia\ en\ \% * 10 * (MVA_{base})}{(kVAnominales)}$$

Los motores en p.u. a su valor de capacidad:

$$Xpu = \frac{Reactancia\ en\ pu * (kVA_{base})}{(kVA\ nominales)}$$

El procedimiento para calcular el cortocircuito en los sistemas industriales, consiste en los siguientes pasos:

a) ***Paso 1.*** Preparar el diagrama del sistema.

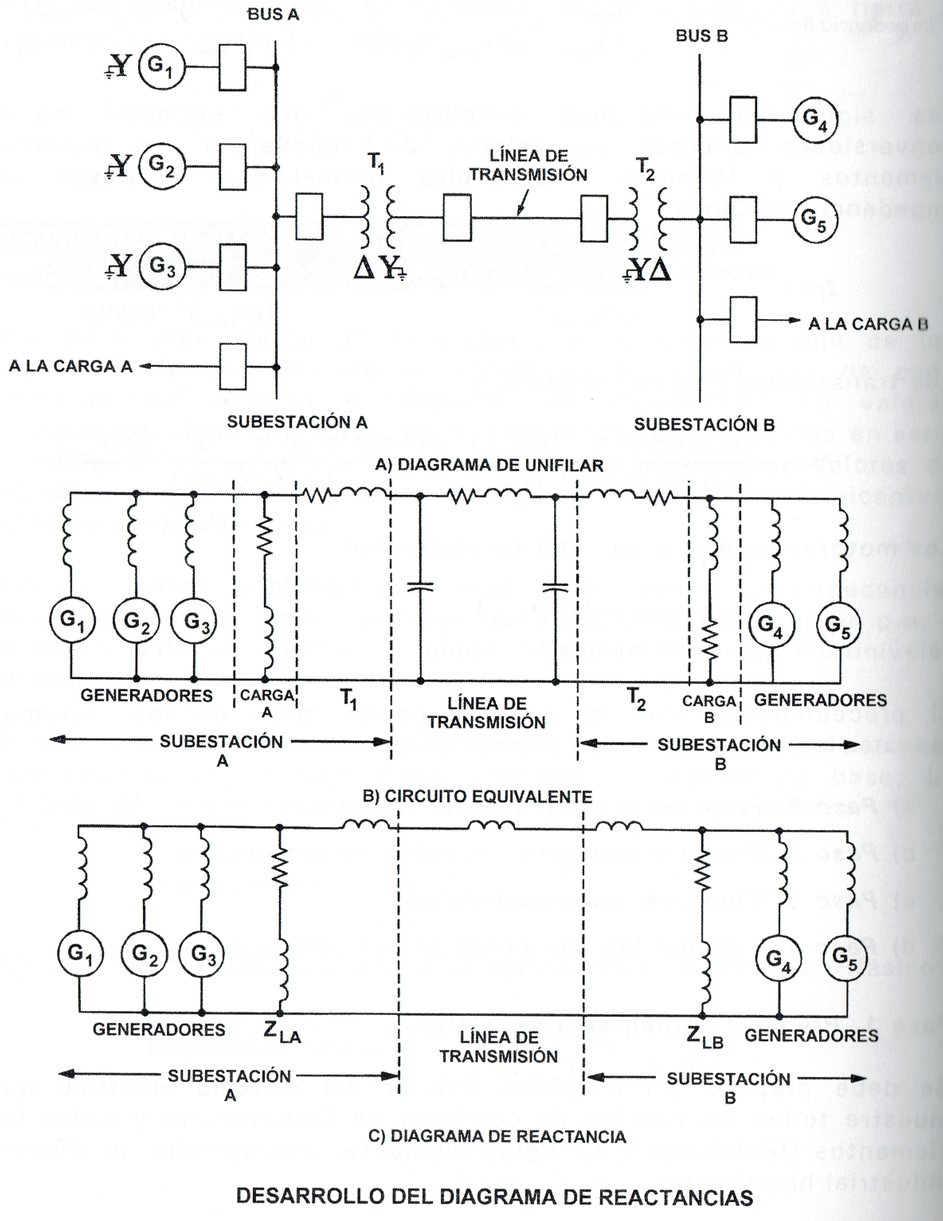
b) ***Paso 2.*** Reunir y convertir los datos de impedancia.

c) ***Paso 3.*** Combinar las impedancias.

d) ***Paso 4.*** Calcular las corrientes de cortocircuito.

Paso 1. Preparar el diagrama del sistema.

Se debe preparar un diagrama unifilar del sistema eléctrico que muestre todas las fuentes de corriente de cortocircuito y todos los elementos significantes. La figura siguiente, nos muestra un sistema industrial hipotético:



DESARROLLO DEL DIAGRAMA DE REACTANCIAS

Paso 2. Reunir y convertir los datos de impedancia.

Para cálculos de corrientes de cortocircuito máximo para selección de equipo eléctrico, se recomienda modelar el sistema eléctrico de potencia a plena carga, debido a que se tendrán más motores conectados, y por ende, mayor contribución a las corrientes de cortocircuito. Por ejemplo, las relaciones X/R de las máquinas se toman a plena carga, las resistencias de líneas aéreas deben estar a 50 °C y las resistencias de los cables a 75 °C y 90 °C. Estos valores de resistencias son también aceptables como datos de impedancias conservativos para flujos de carga y cálculos similares donde se desean pérdidas y caídas de voltaje máximos.

Paso 3. Combinar las impedancias.

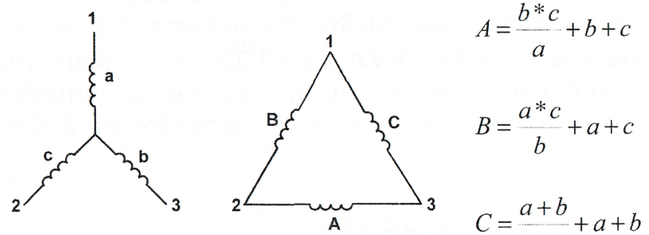
Cuando las impedancias están conectadas en serie simplemente se suman para obtener una impedancia equivalente. Para impedancias en paralelo, la impedancia equivalente es el recíproco de la suma de los recíprocos de las impedancias simples.

$$Z_{Equivalente\ en\ Serie} = Z_a + Z_b + \ldots + Z_n$$

$$Z_{Equivalente\ en\ Paralelo} = \frac{1}{\frac{1}{Z_a} + \frac{1}{Z_b} + \ldots + \frac{1}{Z_n}}$$

Cuando tres impedancias forman una configuración delta o estrella, pueden ser convertidas de acuerdo a las siguientes fórmulas:

a) Estrella a Delta



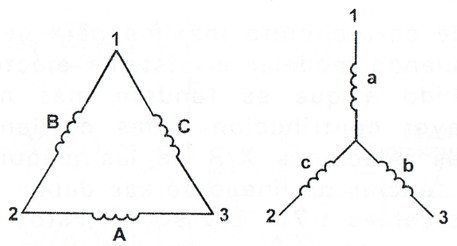
ESTRELLA DELTA

$$A = \frac{b*c}{a} + b + c$$

$$B = \frac{a*c}{b} + a + c$$

$$C = \frac{a+b}{c} + a + b$$

b) Delta a Estrella



DELTA A ESTRELLA

$$a = \frac{B*C}{A+B+C}$$

$$b = \frac{A*C}{A+B+C}$$

$$c = \frac{A*B}{A+B+C}$$

Ejemplo

Para una red de distribución de 13.8 kV en un estudio de cortocircuito, se seleccionó una potencia base de 10 MVA y la potencia de cortocircuito calculada en el nodo es de 15 MVA. Calcular la reactancia equivalente de Thevenin.

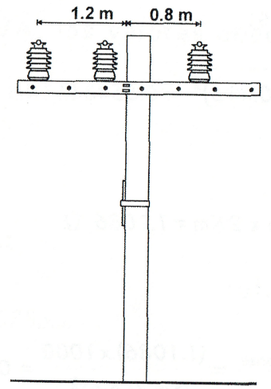
Solución

La reactancia equivalente para la fuente se calcula como:

$$X_{pu} = \frac{KVA_{base}}{KVA_{CC}} = \frac{10}{15} = 0.66\ p.u.$$

Ejemplo

Supóngase que se tiene un alimentador de distribución trifásica de 13.8 kV que tiene un conductor ACSR del número 1/0 AWG. Si se selecciona una potencia base, $KVA_{base} = 100$ y la disposición de conductores es la mostrada en la figura, calcular la impedancia en por unidad y en porciento; la longitud del alimentador es 2 Km.



Solución

De los datos de tablas de conductores, para el conductor ACSR, 1/0 AWG.

$r = 0.335\,\Omega$ a 20 °C en C.D.

Corrigiendo el valor de resistencia en C.A. y a la temperatura de 50° C (se aplican factores de corrección).

$$r_{CA} = 0.335 \times 1.096 \times 1.001 = 0.3675\,\Omega/Km$$

Para la disposición de conductores, la distancia media geométrica es:

$$DMG = \sqrt[3]{(0.80)(1.20) \times (2.0)} = 1.24m$$

La reactancia inductiva a 60 Hz:

$$X_L = 0.1736 \log \frac{DMG}{r}$$

De tablas de características del conductor, el diámetro d = 1.01 cm, por lo tanto:

$$X_L = 0.1736 \log \frac{1240}{1.01/2} = 0.415\,\Omega/Km$$

La impedancia es entonces:

$$Z = \sqrt{(0.3675)^2 + (0.415)^2} = 0.5543\,\Omega/Km$$

Para la longitud 2 Km.

$$Z = 0.5543\ \Omega/Km \times 2\,Km = 1.1086\ \Omega$$

La impedancia en por ciento:

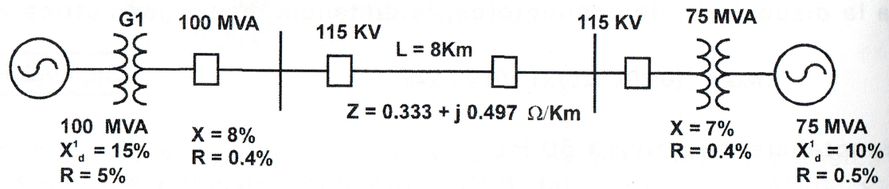
$$Z\% = \frac{Z(\Omega) \times KVA_{base}}{10(kV)^2} = \frac{(1.1086) \times 1000}{10 \times (13.8)^2} = 0.5821\%$$

La impedancia en por unidad:

$$Z\% = \frac{Z\%}{100} = \frac{0.5821}{100} = 0.005821$$

Ejemplo

Para el sistema mostrado en la figura, calcular la corriente de corto circuito para una falla trifásica en el punto mostrado.



Solución

Seleccionando una potencia base de 100 MVA. Se calcula el valor de las reactancias en p.u.

Generador G_1 de 100 MVA, los valores quedan a la misma base:

$$X'd = 0.15 p.u.$$

$$R = 0.005 p.u.$$

Generador G_2 de 75 MVA:

$$X'd = 0.1 \frac{75}{100} = 0.075 p.u.$$

$$R = 0.005 \times \frac{75}{100} = 0.00375\ p.u.$$

Transformador T_1 del 100 MVA:

Como está referido a la misma base:

$$X = 0.08\ p.u.$$

$$R = 0.004\ p.u.$$

Transformador T_2 de 75 MVA:

$$X = 0.07 \times \frac{75}{100} = 0.0525\ p.u.$$

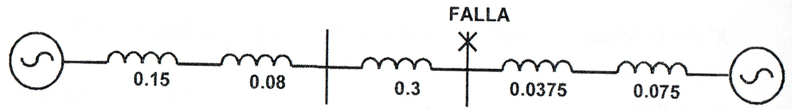
$$R = 0.004 \times \frac{75}{100} = 0.003\ p.u.$$

Línea de transmisión de 115 kV:

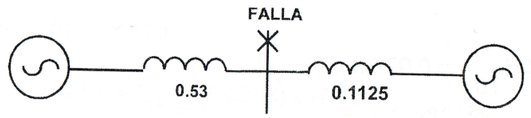
$$X = \frac{X(\Omega) MVA_{base}}{(kV_b)^2} \times L = \frac{0.497 \times 100}{(115)^2} \times 8 = 0.3\ p.u.$$

$$R = \frac{R(\Omega) MVA_{base}}{(kV_b)^2} \times L = \frac{(0.333) \times 100}{(115)^2} \times 8 = 0.225\ p.u.$$

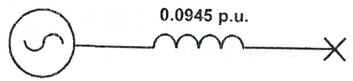
Diagrama de reactancias:



Reduciendo el punto de falla:



El equivalente de Thevenin es la combinación de estas reactancias en paralelo.



La corriente de falla en el punto indicado.

$$I_{CC} = \frac{1}{0.0945} = 10.51\ p.u.$$

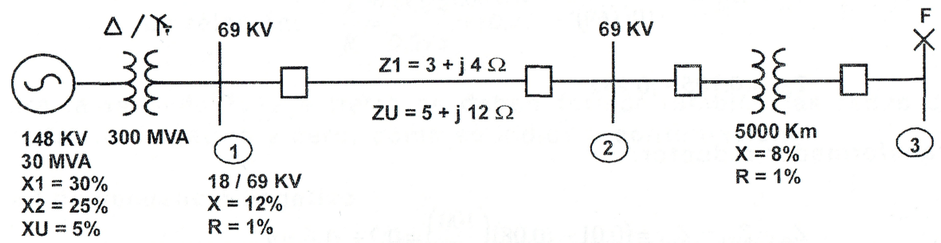
La corriente base del sistema en 115 kV es:

$$I_{base} = \frac{MVA_b \times 10^3}{\sqrt{2} \times kV_{base}} = \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 115} = 502A$$

$$I_{CC} = I_{CC} \times I_{base} = 10.51 \times 502 = 5276A$$

Ejemplo

Para el sistema mostrado en la figura, calcular la corriente de cortocircuito en amperes en el punto F para fallas trifásica y monofásica.



Solución

Seleccionando una potencia base de 100 MVA, se refieren a esta base todas las impedancias de las componentes del sistema, los valores nominales de voltaje se toman como valores base.

Para el generador:

$$Z_{g1} = j0.30\frac{100}{30} = j1.0\ p.u.$$

$$Z_{g2} = j0.25\frac{100}{30} = j0.833\ p.u.$$

$$Z_{g0} = j0.05\frac{100}{30} = j0.0167\ p.u.$$

Para el transformador elevador de 30 MVA:

$$Z_{T1} = Z_{T2} = Z_{TO} = (0.01 + j0.12)\left(\frac{100}{30}\right) = 0.0333 + j0.40\ p.u.$$

Para la línea aérea:

$$Z_{p.u.} = \frac{Z(\Omega)kVA}{10^3\ kV^2}$$

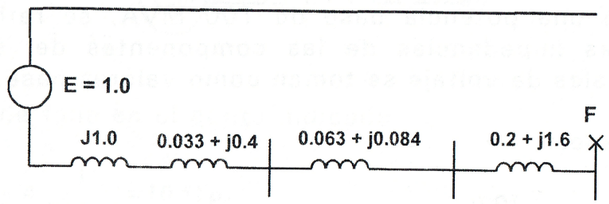
$$Z_{1L} = Z_{2L} = \frac{(3+j4)10{,}000}{10^3\,(69)^2} = 0.063 + j0.084$$

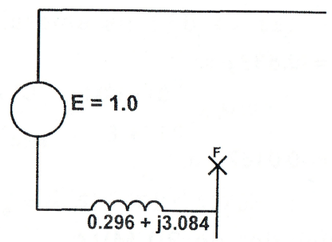
$$Z_{0L} = 0.105 + j0.252$$

Transformador reductor:

$$Z_O = Z_{T1} = Z_{T2} = (0.01 + j0.08)\left(\frac{100}{5}\right) = 0.2 + j1.6\ p.u.$$

Para la falla trifásica la red de secuencia positiva:





$$I_{F3\phi} = \frac{1}{3.098\angle 84.518^\circ}$$

$$I_F = 0.323\angle -84.518^\circ p.u.$$

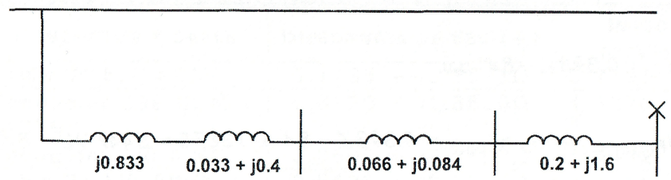
La corriente base: $I_B = \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 4.16} = 13878A$

$$I_{F3\phi} = I_B \times I_F = 0.323\angle -84.518^\circ \times 13878 = 4479\angle -84.52^\circ A$$

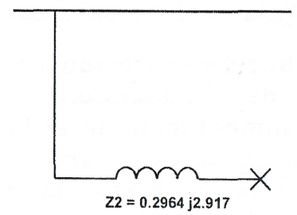
La relación: $\frac{X}{R} = \frac{3.084}{0.296} = 10.42$

Para la falla de fase a tierra se deben formar también las redes de secuencia negativa y cero, como se indica a continuación:

Red de secuencia negativa

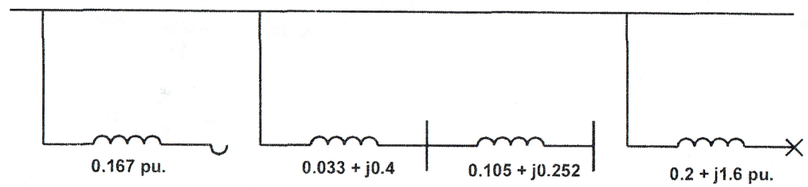


Reduciendo al punto de falla:

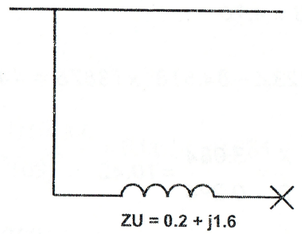


Red de secuencia cero

Tomando como referencia las conexiones de los elementos se tiene:



Reduciendo al punto falla:



La corriente de falla a tierra en p.u.:

$$I_{1\phi} = \frac{3}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{3}{(0.296 + j3.084) + (0.296 + j2.917) + (0.2 + j1.6)}$$

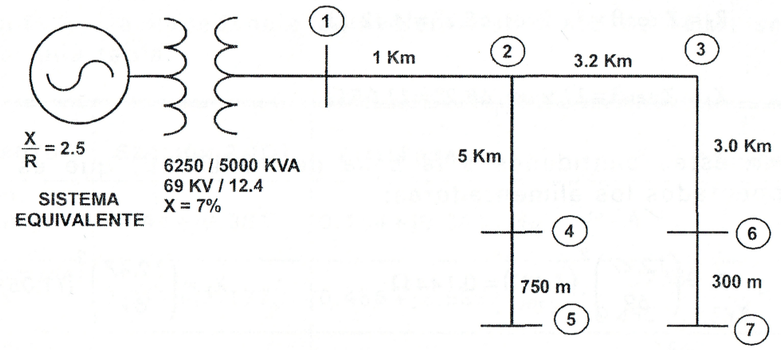
$$I_{1\phi} = 0.393\angle -84^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{F_{AMPERES}} = I_{1\phi} \times I_{base} = 0.393\angle -84 \times 13878 = 5447.9\angle -84^\circ A$$

Ejemplo

Para el circuito de distribución mostrado en la figura, en donde se supone que la potencia del cortocircuito para un equivalente de Thevenin en el punto de alimentación en el lado de alto voltaje es de 400 MVA y la relación $\frac{X}{R} = 2.5$

El transformador de la subestación de distribución tiene una potencia de 5000 KVA, es de tres fases en conexión delta estrella aterrizada, 69/12.47 kV y los datos de placa del transformador indican R = 1%, X = 7%.



DATOS DE IMPEDANCIAS

SEGMENTO DE LÍNEA	CONDUCTOR Y CABLE	IMPEDANCIA DE SEC (+)	IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO
1-2	Cable 3ϕ 500 KCM	0.1135 + j2.3331Ω	0.1691 + j0.0467Ω
2-3	Conductor 336 KCM (ACSR)	0.6120 + j1.3510Ω	1.5370 + j4.0538Ω
2-4	Conductor 1/0 AWG	3.3600 + j2.7192Ω	5.1492 + j6.9159Ω
4-5	Cable 3ϕ 1/0 AWG	0.5635 + j0.2045Ω	1.1430 + j0.2823Ω
3-6	Conductor No. 4 AWG (ACSR)	6.9763 + j3.6805Ω	6.9763 + j3.6805Ω
6-7	Cable No. 2 AWG	0.4625 + j8.1839	0.4625 + j0.1839Ω

Solución

Debido a que los datos de los alimentadores del circuito de distribución están dados en ohms, referidos a 12.47/7.2 kV, el transformador de la subestación se debe referir a estos valores. Sus impedancias base:

$$Z_{base} = \frac{KV_b^2}{MVA_b} = \frac{(69)^2}{400} = 11.9\,\Omega$$

Para la relación: $\frac{X}{R} = 2.5$

$$R_1 = Z\cos\theta = 11.9\cos\ 68.2^\circ = 4.42\ \Omega$$

$$X_1 = Z\ sen\theta = 11.9\ sen\ 68.2^\circ = 11.05\ \Omega$$

Refiriendo estas cantidades a la base de 12.47 kV, que es donde están conectados los alimentadores:

$$R_1 = \left(\frac{12.47}{69}\right)^2 (4.421) = 0.144\ \Omega \qquad X_1 = \left(\frac{12.47}{69}\right)^2 (11.05) = 0.361\Omega$$

Los valores anteriores representan la red equivalente, ahora para el transformador de 5 MVA:

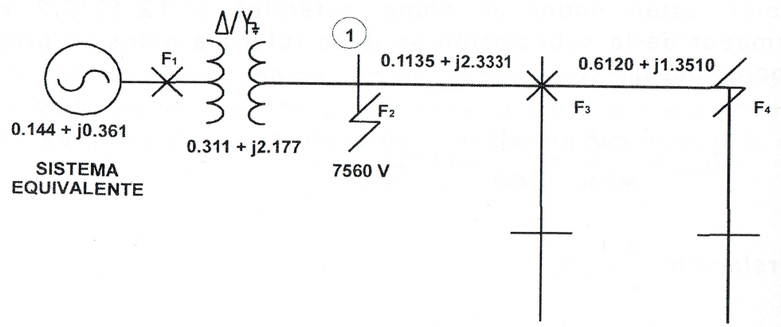
$$R_0 = R_1 = R_2 = \frac{(kV_b)^2}{MVA_b} = \frac{1}{100} x \frac{(12.47)^2}{5} = 0.311\Omega$$

$$X_o = X_1 = X_2 = \frac{(KV_b)^2}{MVA_b} = \frac{7}{100} x \frac{(12.47)^2}{5} = 2.177\ \Omega$$

El voltaje de fase a neutro en el lado secundario del transformador, suponiendo que opera con un 5% más que el voltaje nominal.

$$V = 1.05\ x\ 7200 = 7560\ volts$$

Suponiendo una falla en el nodo 3 trifásica:



Para obtener la impedancia equivalente al punto de falla, se puede elaborar una tabla.

ELEMENTO	SECCIÓN $Z_1(\Omega)$	$Z_1(\ell)$TOTAL	$I_{3\phi_{F1}} = \frac{E}{Z_1 Total\ (\Omega)}$
Sist. Equivalente (F_1)	0.144 + j0.361	0.144 + j0.361	$I_{3\phi F1} = N/A$
Transformador F_2	0.311 + j2.177	0.455 + j2.538	$I_{3\phi F2} = \frac{7560}{0.455 + j2.538} = 2932\angle -79^\circ$
Elemento 1-2(F_3)	0.2135 + j0.2373	0.668 + j2.771	$I_{3\phi F3} = \frac{7560}{0.6685 + j2.731} = 2652$
Elemento (2-3)(F_4)	0.6120 + j1.3510	1.281 + j4.122	$I_{3\phi F4} = \frac{7560}{1.281 + j4.122} = 1731.5\angle .75^\circ$

8.9 LA PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

La protección contra sobrecorrientes en los sistemas de distribución tiene los siguientes objetivos principales:

- Eliminar interrupciones de servicio prolongado por fallas temporales.
- Reducir el número de usuarios afectados por las fallas.
- Ayudar a localizar la ubicación de las fallas en forma rápida y confiable.

Dispositivos de protección:

Los principales dispositivos de protección usados en la protección de sobrecorriente de los sistemas de distribución son:

- Interruptores con sus transformadores de corriente (TC 's).
- Relevadores de sobrecorriente.

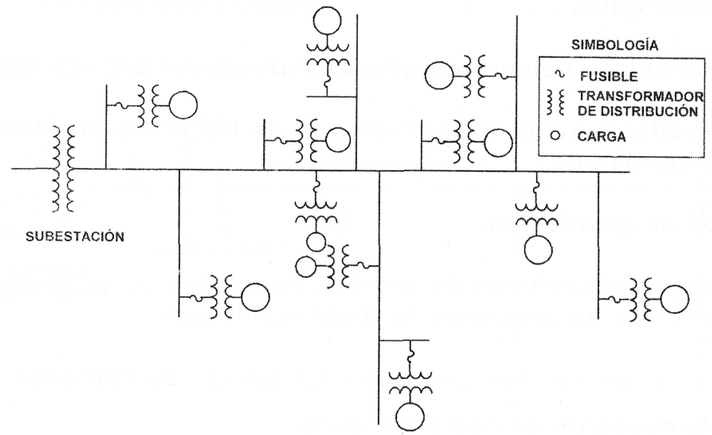
- Restauradores automáticos.
- Corto circuitos fusible.
- Fusibles limitadores de corriente.
- Seccionalizadores de línea automáticos.
- Cuchillas desconectadoras.

8.9.1 Los tipos de protección

Los principales tipos o esquemas de protección usados en los sistemas de distribución son los siguientes:

- Seccionalización del troncal.
- Protección de los ramales.
- Protección del equipo de distribución.
- Protección contra fallas temporales.
- Combinación de fallas.

Para aplicar estos esquemas, es necesario que se parta de la elaboración o la interpretación de un diagrama unifilar de un circuito de distribución, como el mostrado en la siguiente figura:



La seccionalización del troncal

Este esquema aplicado en una red de distribución, mejora la continuidad de servicio y permite considerar zonas de protección, para esto se debe usar el siguiente equipo de seccionalización.

- Seccionalizador.
- Switches desconectadores.
- Cuchillas desconectadoras.
- (Cortacircuitos de hoja salida)

La correcta aplicación de este equipo en la troncal permite:

- El aislamiento de la falla.
- La conexión con alimentadores vecinos.

La protección de los ramales

Esta protección se hace a base de fusibles para cada ramal y subramal y permite aislar ramales fallados, también identifica la exposición amplia a fallas y tiene la ventaja de conservar el servicio en el resto del alimentador. Otra ventaja de este esquema de protección es que ayuda a localizar la falla.

8.10 Protección del equipo de distribución

Los equipos principales a proteger en una red de distribución son:

- Transformadores.
- Capacitores.
- (Circuitos de línea) alimentadores

LA PROTECCIÓN CONTRA FALLAS TEMPORALES

En los sistemas de distribución la mayoría de las fallas son temporales y se deben principalmente a los siguientes factores:

- Contacto con ramas de árbol.
- Descargas atmosféricas.
- Balanceo de conductores.
- Contactos con animales y pájaros.
- Condiciones atmosféricas (descargas atmosféricas).

LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Los principales dispositivos de protección usados contra fallas temporales son:

- Interruptores con relevadores.
- Restauradores.

Este tipo de dispositivos permite el disparo instantáneo y recierre con esto se logra:

- Eliminar la falla.
- Tiempo muerto-desioniza (arco).
- Recierre para restablecer servicio.

Para aplicar estos equipos y criterios de protección, las zonas de protección deben cumplir los siguientes requisitos:

- Ser traslapadas.
- Tener alcance hasta el final de las líneas y de las ramas.

LA PROTECCIÓN CONTRA FALLAS PERMANENTES

Aún cuando el mayor porcentaje de las fallas son de tipo transitorio, algunas no se libran con el disparo instantáneo y el recierre, este tipo de fallas pueden ser:

- Fallas en transformadores.
- Árboles o ramas caídas sobre los circuitos y salidas por reparación, mantenimiento, reemplazo de equipo.

En estos casos se puede aplicar una protección a base de protección por seccionalización. Esta protección consiste principalmente en aislar la sección fallada para de esta manera minimizar el número de usuarios afectados. Normalmente usa los siguientes dispositivos de protección:

- Cortacircuitos fusibles.
- Seccionalizadores.
- Aplica el bloqueo de restauradores e interruptores.

COMBINACIÓN DE FALLAS

En una red de distribución se pueden presentar, como se ha mencionado antes, fallas permanentes y fallas temporales. Los dispositivos de protección se pueden aplicar como sigue:

- Sólo fallas permanentes-cortacircuitos.
- Sólo fallas temporales-restauradores.

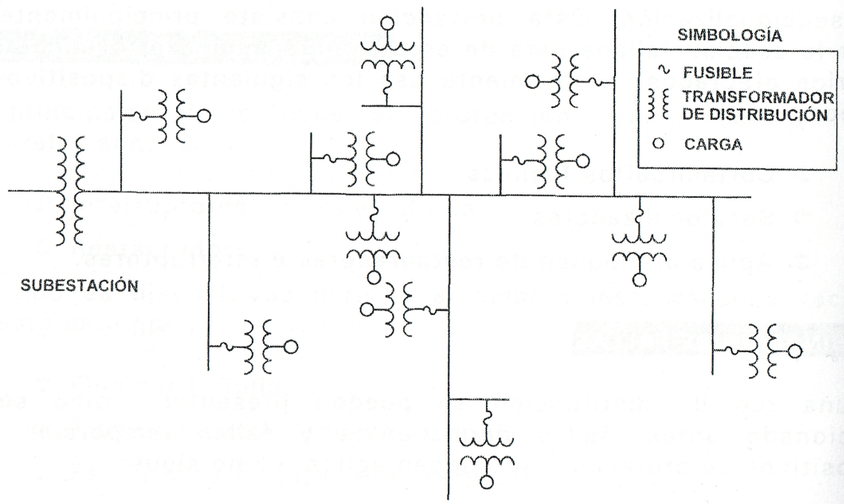
En la operación normal de las redes de distribución, la combinación de éstas proporciona la mejor protección total, para esto es importante considerar:

- La importancia del servicio.
- El número de fallas que se presentan por año.

- La relación de fallas temporales/permanentes.
- El costo de las interrupciones de servicio de acuerdo al tipo de usuarios o clientes.
- El cargo anual por inversión.

8.11 LA SELECCIÓN DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN

En la siguiente figura, se muestra el diagrama unifilar simplificado de un sistema de distribución, donde se muestran los dispositivos de protección más usados.



En general, los dispositivos de protección más comunes en los sistemas de distribución se pueden agrupar como:

- Fusibles (cortocircuitos-fusible).
- Restauradores.
- Seccionalizadores.

8.11.1 FUSIBLES

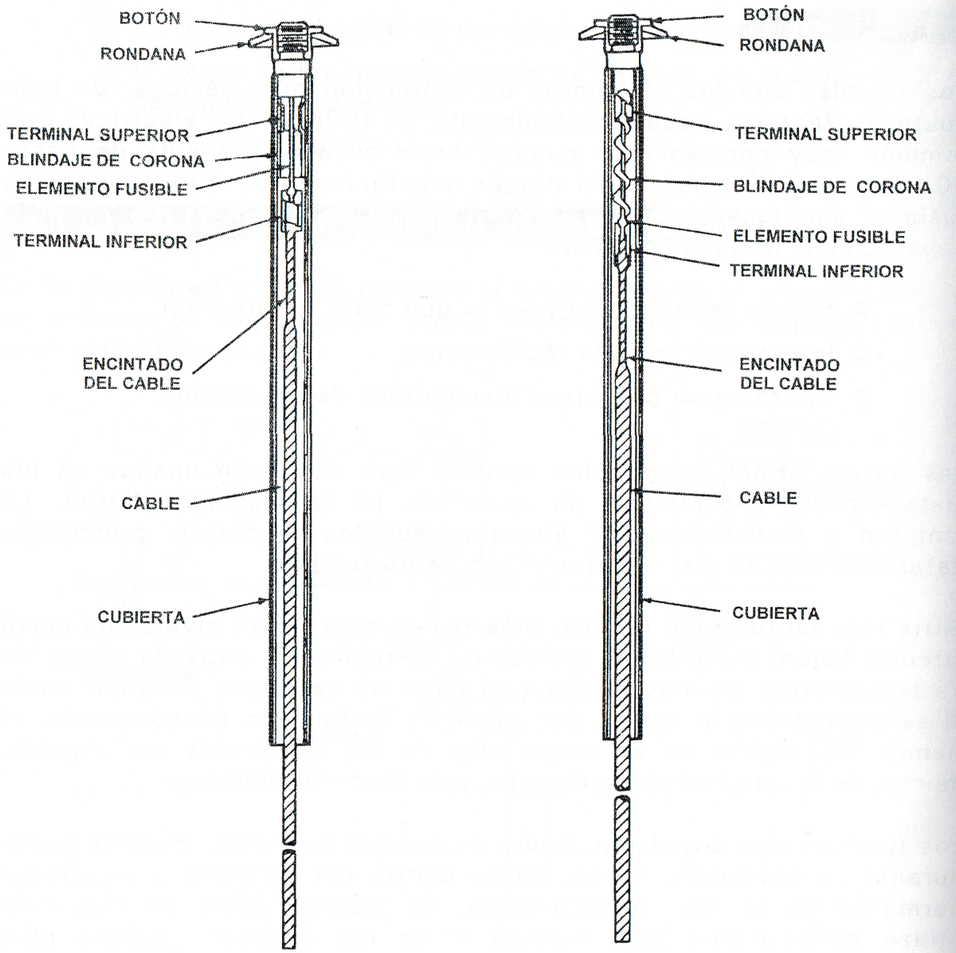
Los fusibles son los elementos de protección más básicos, de bajo costo y efectivos usados actualmente en la industria eléctrica. Son también muy confiables y pueden tener tiempos de vida de hasta 20 años, prácticamente sin ningún mantenimiento. Aún cuando los fusibles son muy simples en apariencia, su función es compleja y debe cumplir propiamente con:

- Sensar la condición para la que trata de proteger.
- Interrumpir la falla rápidamente.
- Coordinarse con otros dispositivos de protección.

Las partes principales de los fusibles tipo expulsión usados en los sistemas de distribución, se muestran en la siguiente figura. La longitud y el diámetro del elemento son los elementos principales determinantes de las características de un fusible.

Entre más largo es un fusible, más rápido opera para niveles de **corto circuito bajos**. Durante los niveles de cortocircuito altos, la elevación de temperatura es muy rápida y el calor no se puede conducir hacia el exterior desde el centro del elemento fusible; en consecuencia, el tiempo de fusión en el rango alto de las corrientes no depende mucho de la longitud del elemento, más bien del diámetro.

Los fusibles **tipo expulsión**, como su nombre lo indica, expulsa gases durante su operación, se encuentra dentro del cartucho y se aplican normalmente en los cortacircuitos. El fusible típico de expulsión utiliza normalmente una sección corta del elemento fusible para sensar la sobrecorriente y arrancar el arco requerido para la interrupción. Fijo con este fusible corto, se encuentra uno más largo tipo conductor, que se conoce comúnmente como la cola del eslabón fusible, el cual se conecta al resto de las componentes, como es requerido.

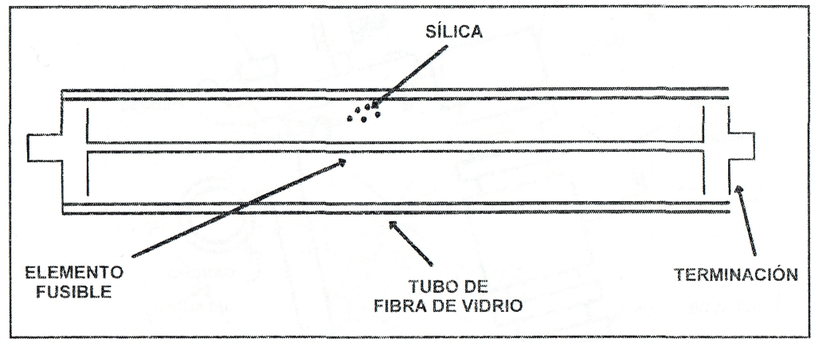


A) HASTA 10 A B) DE 10 A 100 A

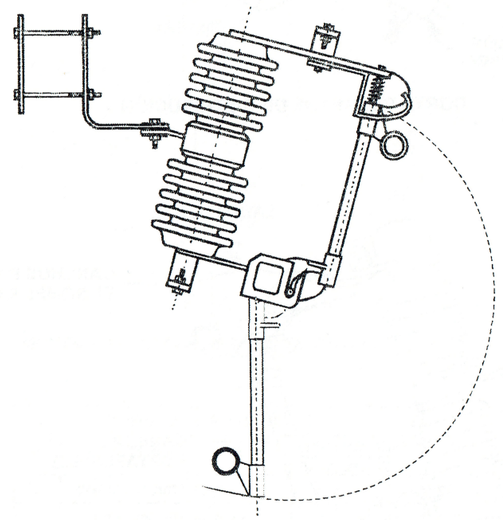
FUSIBLE TÍPICO USADO EN DISTRIBUCIÓN AÉREA

Durante una falla, el elemento fusible se funde produciendo un arco dentro del cartucho, y esto crea rápidamente gases de los materiales especiales (generalmente fibra). La función primaria de los gases es desionizar y permitir la rápida recuperación de la rigidez dieléctrica,

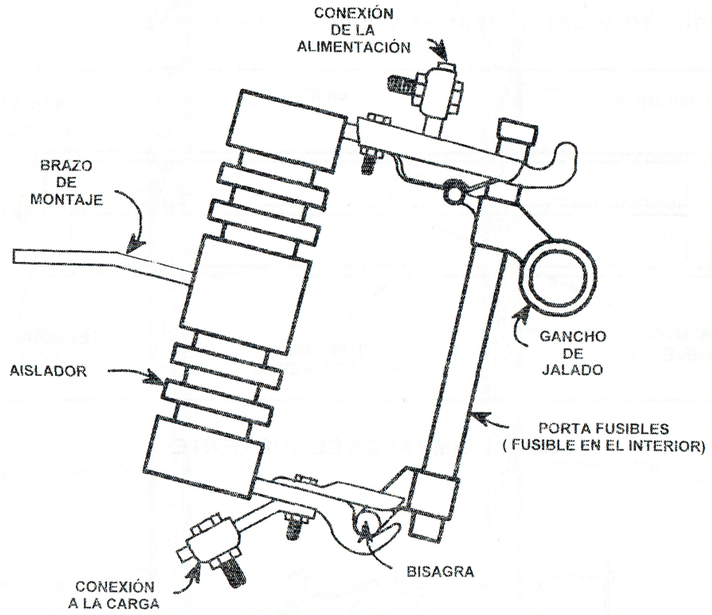
de manera que se pueda soportar el voltaje transitorio de restablecimiento y estabilizar el voltaje del sistema.



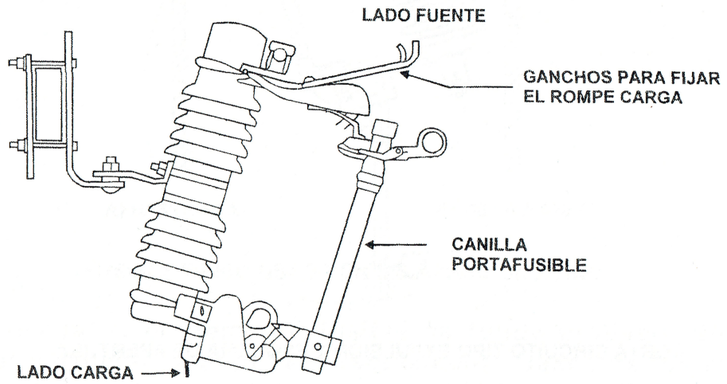
FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE

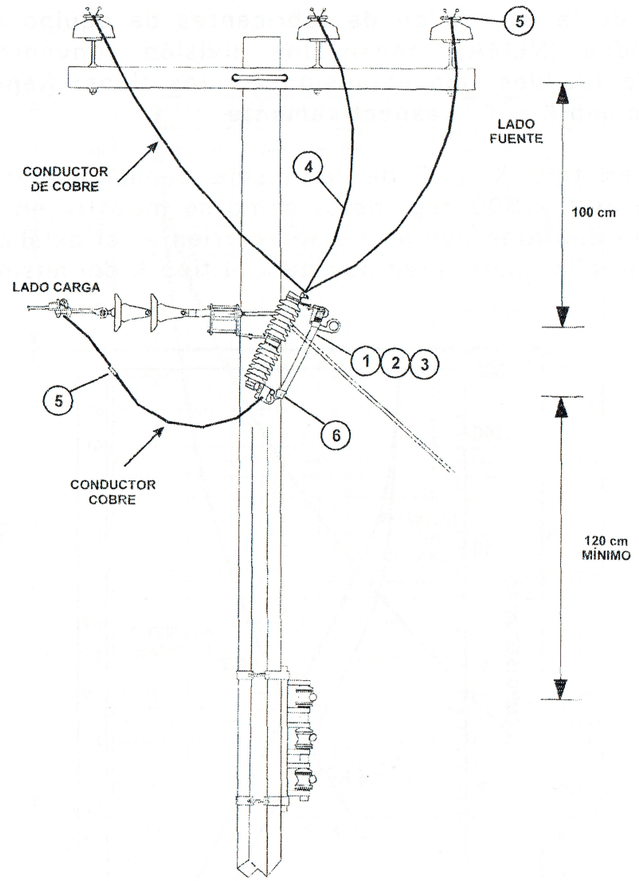


CORTA CIRCUITO TIPO EXPULSIÓN Y ESQUEMA DE APERTURA



CORTA CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN



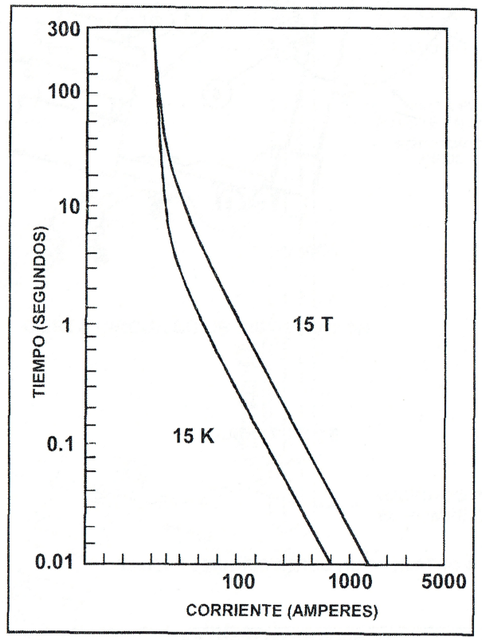


MONTAJE DE UN CORTA CIRCUITO FUSIBLE

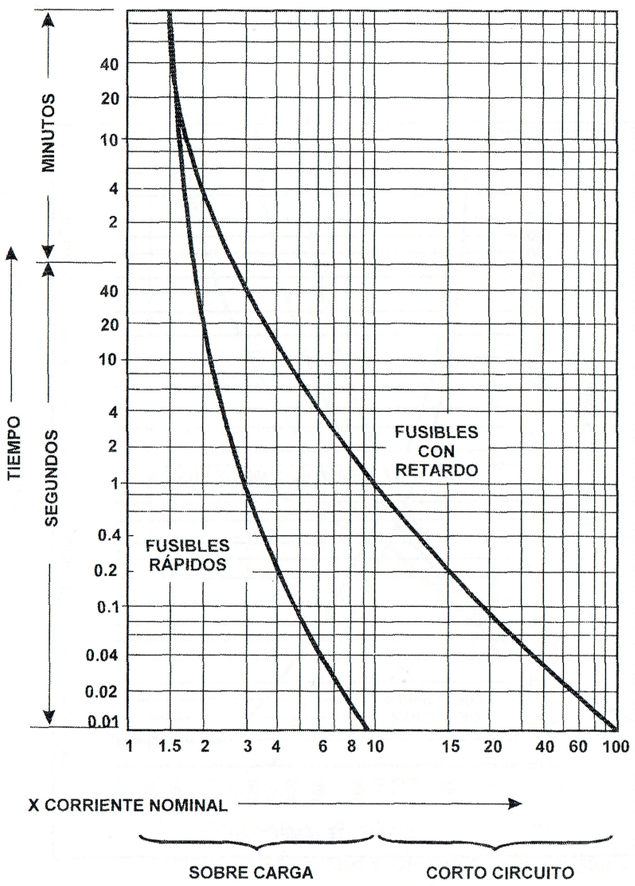
MÓDULO DE MATERIALES				
No.	DESCRIPCIÓN CORTA	CANTIDAD USADA		
		13 kV	23kV	33kV
1	CORTA CIRCUITO FUSIBLE	3	-	-
2	CORTA CIRCUITO FUSIBLE	-	3	-
3	CORTA CIRCUITO FUSIBLE	-	-	3
4	ALAMBRE DE COBRE No.4 AWG	3	3	3
5	CONECTOR S/N	6	6	6
6	ESLABON FUSIBLE S/R	3	3	3

Las normas de la asociación de fabricantes de equipo eléctrico de Estados Unidos (NEMA), hacen una división conveniente de los eslabones de fusibles tipo expulsión en dos tipos: **Rápido** y **Lento** designados **como K** y **T**, **respectivamente**.

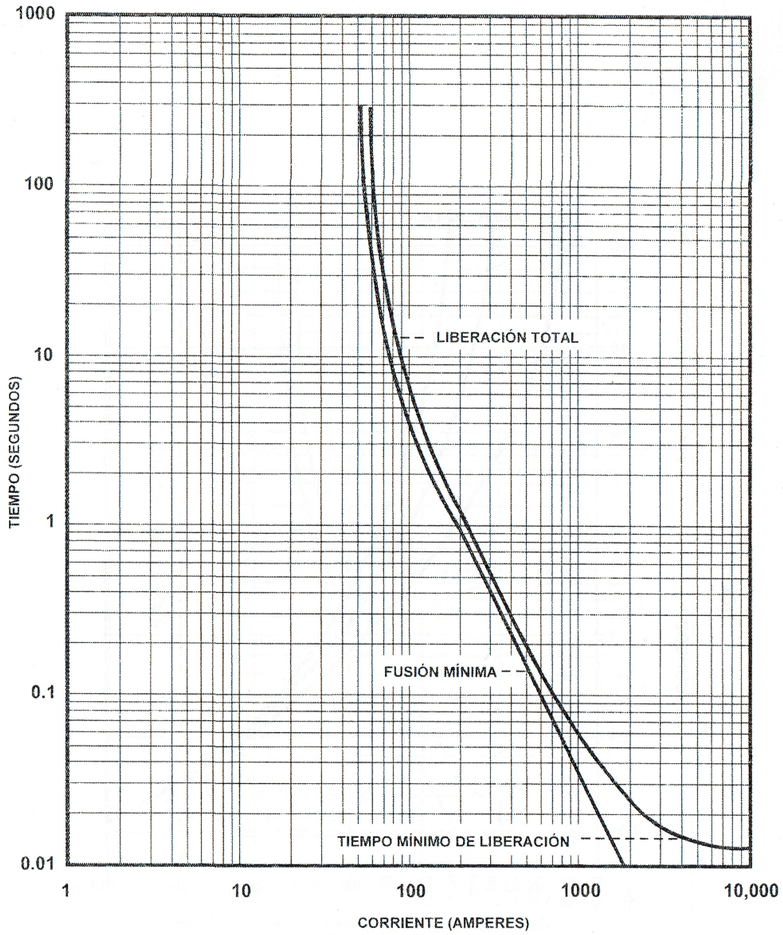
Los eslabones tipo K y T de la misma capacidad tienen puntos idénticos de 300 y 600 seg, pero, como se muestra en la siguiente figura, tienen distintas curvas tiempo-corriente, el eslabón tipo T es más lento con altas corrientes que para el tipo K del mismo tamaño.



CURVAS DE TIEMPO MÍNIMO DE FUSIÓN PARA FUSIBLES RÁPIDOS Y LENTOS DE LA MISMA CAPACIDAD



CARACTERÍSTICAS DE FUSIBLES RETARDADOS Y RÁPIDOS



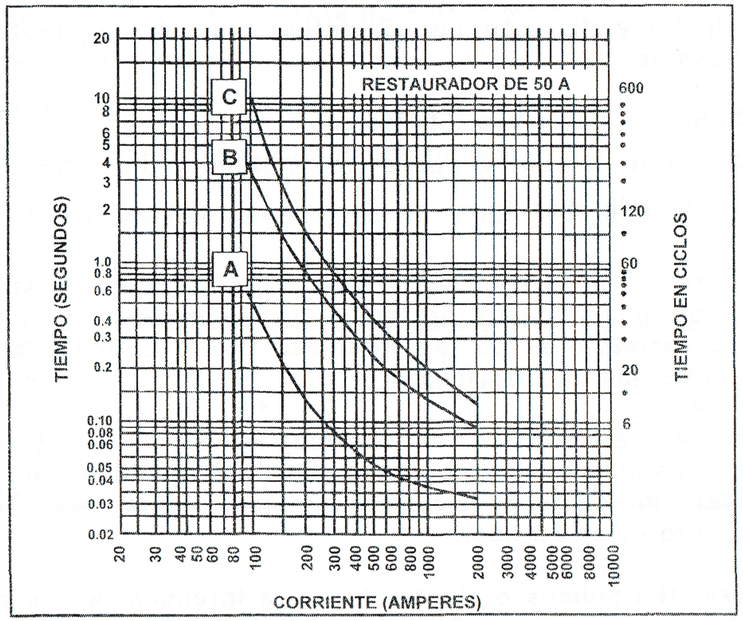
CARACTERÍSTICA TIEMPO - CORRIENTE DE UN FUSIBLE DE 25T

8.11.2 Restauradores

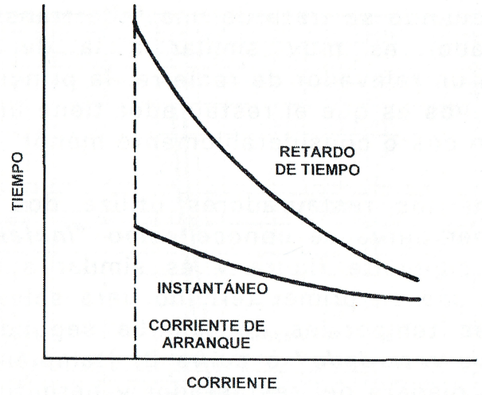
Un restaurador automático de circuitos es un dispositivo autocontenido que sensa e interrumpe corrientes de falla, así como recierra en forma automática en un intento por reenergizar una línea

o alimentador, cuando se trata de una falla transitoria. La operación de un restaurador es muy similar a la de un interruptor de alimentador con un relevador de recierre, la principal diferencia entre los dos dispositivos es que el restaurador tiene una menor capacidad interruptiva y un costo considerablemente menor.

La operación de los restauradores utiliza dos curvas de tiempo inverso, la primer curva se conoce como ***"instantánea"*** o **curva A**, indicada en la siguiente figura y es similar a la de un relevador instantáneo; se usa en primer término para salvar fusibles laterales bajo condiciones temporales de falla.La segunda curva se refiere como ***"de tiempo retardado"*** o **curva B**, (también C, D, E) y se usa para retardar el disparo del restaurador y permitir al fusible fundirse bajo condiciones permanentes de falla. Las curvas con **retraso de tiempo** (B, C, D, E) son fijas.



CURVA TÍPICA DE UN RESTAURADOR DE 50 A



(C) CURVA DE CARACTERÍSTICA TIEMPO - CORRIENTE

CARACTERÍSTICAS DE UN RESTAURADOR EN DISTRIBUCIÓN

La principal clasificación por características de los restauradores automáticos es:

- Son monofásicos o trifásicos.
- El tipo de control puede ser: Hidráulico o electrónico.
- El medio de interrupción puede ser: aceite vacío o SF6

Restauradores monofásicos o trifásicos. Los restauradores monofásicos se usan para proteger líneas monofásicas, tales como ramales o derivaciones de las trifásicas, y se pueden usar también para aislar cargas monofásicas.

Los restauradores trifásicos se usan cuando se requiere bloquear las tres fases para fallas permanentes, se usan también para prevenir que queden sin una fase las cargas trifásicas, como es el caso de los grandes motores eléctricos.

CONTROLES: **Hidráulicos o electrónicos.** La inteligencia que permite a los restauradores sensar sobrecorrientes, seleccionar los tiempos de operación, los tiempos de disparo y las funciones de recierre, y finalmente el bloqueo, se proporciona por el control. Existen dos tipos básicos de esquemas de control usados: un control hidráulico

integrado o un control electrónico localizado en un gabinete separado, el control electrónico es más flexible, más fácilmente ajustable y más preciso.

MEDIO DE INTERRUPCIÓN ACEITE, VACÍO Y SF_6. Los restauradores que usan aceite para la interrupción de la corriente, usan el mismo aceite para el aislamiento básico. **El vacío** proporciona la ventaja de requerir una menor frecuencia de mantenimiento y, dependiendo del tipo, un restaurador de vacío puede usar ya sea aceite o aire como el medio básico de aislamiento, algunos usan también SF_6.

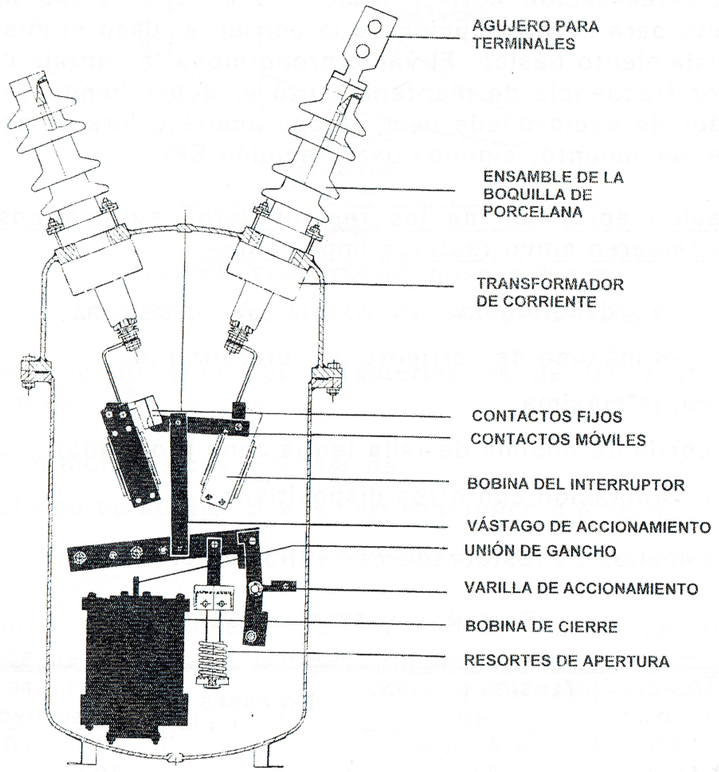
La aplicación apropiada de los restauradores automáticos requiere que se consideren cinco factores importantes.

1. El voltaje del sistema.
2. El nivel máximo de corriente de cortocircuito.
3. La carga máxima.
4. La corriente mínima de falla (en la zona protegida).
5. La coordinación con otros dispositivos.

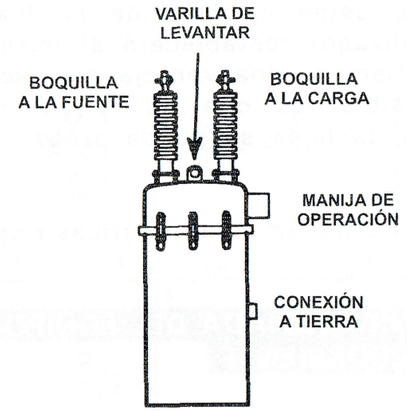
Algunos tamaños de restauradores se indican en la tabla.

TAMAÑOS DE RESTAURADORES

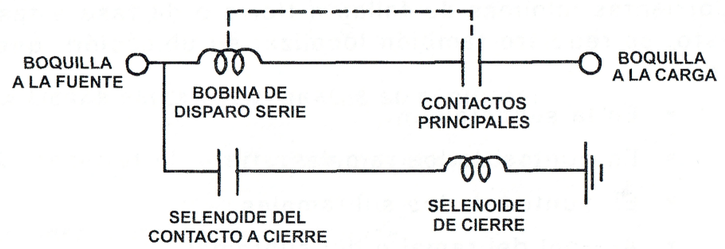
TAMAÑO DEL MARCO	TENSIÓN NOMINAL KV	NO FASES	AMPERES DE INTERRUPCIÓN
50-560	2.4-14.4	1	125 - 10,000
100	24.9	1	300 - 8,000
100-560	2.4-14.4	3	200 - 20,000
560	24.9	3	3000 - 12000



CORTE DE UN RESTAURADOR DE SF_6



(A) PARTE CONSTRUCTIVA



(B) DIAGRAMA DEL CIRCUITO EQUIVALENTE

8.11.3 SECCIONALIZADORES

Un seccionalizador es un dispositivo de protección usado conjuntamente con un restaurador (o con un interruptor con relevador de recierre), el cual aísla las secciones falladas de las líneas.

El seccionalizador no interrumpe corrientes de falla, en lugar de esto, toma en cuenta el número de operaciones del dispositivo de recierre y abre en tanto este dispositivo de respaldo está abierto, después de que el seccionalizador abre, liberando la sección en falla, el dispositivo de respaldo recierra para regresar la energía (potencia) a

las secciones que no están en falla de la línea. Si la falla es temporal, el seccionalizador restablecerá él mismo después de un periodo prescrito de tiempo. Una ventaja del seccionalizador sobre los cortacircuitos fusible, es que no requieren de cambios de fusibles, por lo tanto, la línea se puede probar y se restablece el servicio.

Los seccionalizadores no tienen características tiempo-corriente.

8.12 LA APLICACIÓN APROPIADA DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE

Requiere:

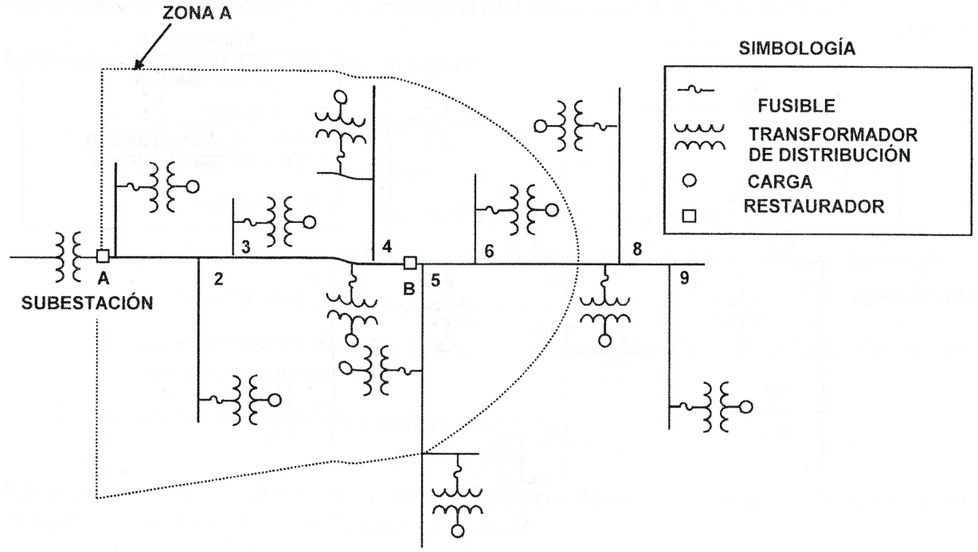
- Corrientes máximas en las tres fases.
- Corrientes mínimas de fallas a tierra o de fase a fase, para esto, se requiere también localizar su ubicación, que puede ser:
  - En la subestación.
  - En puntos de los ramales.
  - En puntos de los subramales.
  - Al final del ramal o del subramal.

Se consideran la impedancia de la falla de los transformadores ya protegidos.

Los equipos de protección deben considerar también:

a) Librar fallas temporales.

b) Librar fallas permanentes.



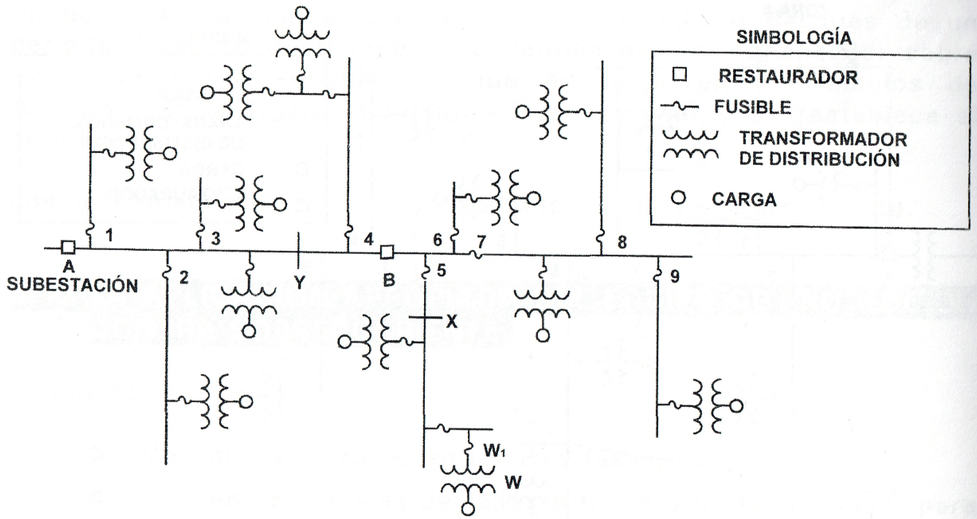
A) PARA LIBRAR FALLAS TEMPORALES SE REQUIERE:

- Recerrar el interruptor o restaurador.

El disparo instantáneo y recierre.

- Los restauradores protegen todo el sistema. La aplicación de restauradores requiere conocer:
  - El voltaje del sistema.
  - La corriente de carga máxima-140% para crecimiento.
  - La corriente de falla máxima-capacidad interruptiva.
  - La corriente de falla mínima-ajuste de pick up.

Adicionalmente, se coordina con otros equipos de protección y tiene la ventaja de que reduce básicamente los apagones prolongados en las redes de distribución.



B) LIBRAR FALLAS PERMANENTES OFRECE LAS SIGUIENTES VENTAJAS:

- Número reducido de usuarios afectados.
- Ayuda a localizar la falla.

Si la falla es en el troncal:

*Se libra con retraso de tiempo.

- Las fallas en los ramales y en los subramales se libran con cortacircuitos fusibles.

Si se aplican cortacircuitos fusible en cada rama y subrama se deben conocer:

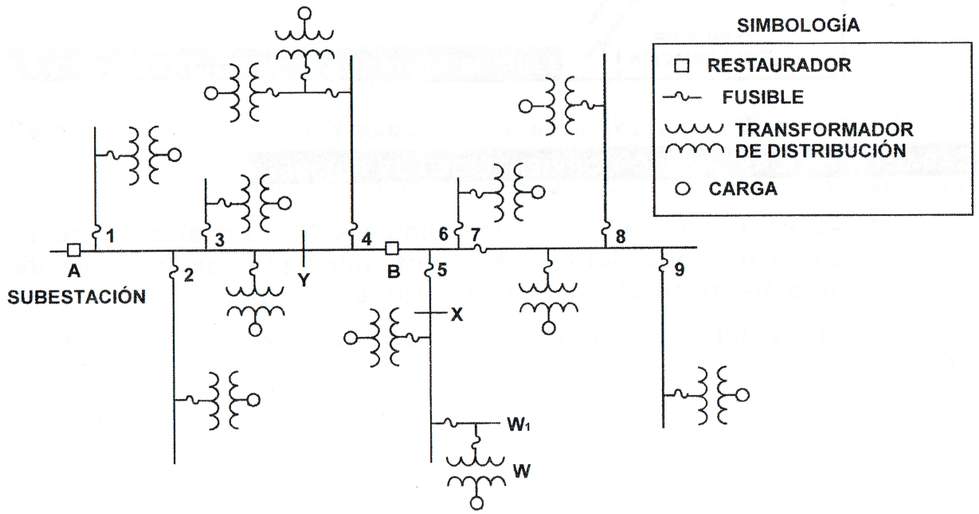
- Los voltajes en el sistema.
- La corriente de carga.
- La corriente a interrumpir.(capacidad interruptiva)

LA COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES EN EL ALIMENTADOR

Esta coordinación debe considerar:

- La coordinación fusible-fusible.
- La coordinación restaurador-fusible.
- La coordinación relevador-restaurador.
- La protección selectiva contra fallas en el alimentador.
- El ajuste del pick up por carga fría.
- La comparación de las características de los relevadores de sobrecorriente.
- La coordinación fusible-fusible.

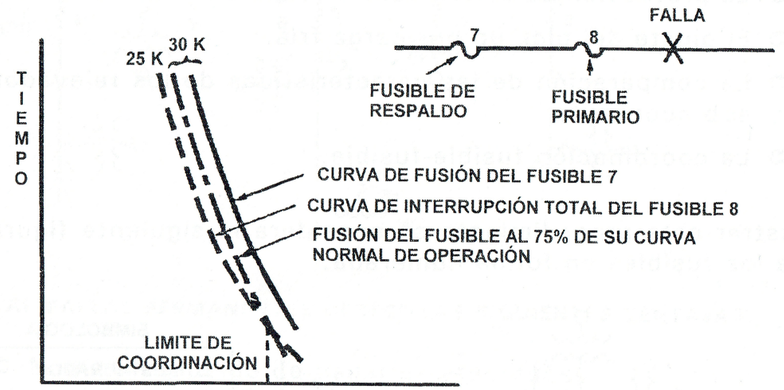
Para ilustrar este procedimiento se considera la siguiente figura, que muestra los fusibles en forma numerada.



Se observa que en general se trata de un alimentador de distribución con restauradores automáticos y cortacircuitos fusibles.

- Los fusibles están en serie en 7 y 8 ó 9.
- Los fusibles se deben coordinar entre ellos para librar fallas permanentes.
- Los fusibles también se deben coordinar con el restaurador.

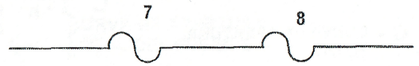
Una ilustración de la forma de coordinar dos fusible en serie (7 y 8) entre un fusible primario y otro de respaldo, se muestra en la figura:



CARACTERÍSTICAS TIEMPO-CORRIENTE DE LOS FUSIBLES

- La coordinación de fusible requiere la comparación de la curva de daño del "fusible protegido" (7) con la curva de libramiento total del "fusible protector" (8).
- Curva del daño = Corriente Vs 75% del tiempo de fusión

TABLA DE CAPACIDADES DE FUSIBLES



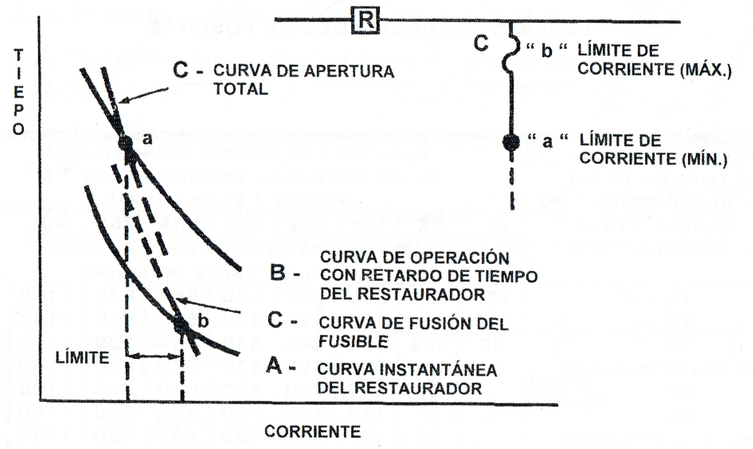
CAPACIDAD EN AMPERES SEGÚN EEI-NEMA DE LOS FUSIBLES DE PROTECCIÓN TIPO "K". (FUSIBLE 8 EN LA FIGURA)	CAPACIDAD EN AMPERES SEGÚN EEI-NEMA DE LOS FUSIBLES DE PROTECCIÓN TIPO " K " (FUSIBLE 7 EN LA FIGURA)								
	6K	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K
	MÁXIMO CORTOCIRCUITO EN AMPERES AL CUAL EL FUSIBLE PROTEGERÁ								
1K	135	215	300	395	530	660	820	1100	1370
2K	110	195	300	395	530	660	820	1100	1370
3K	80	165	290	395	530	660	820	1100	1370
5-AMP SERIES HI-SURGE	14	133	270	395	530	660	820	1100	1370
6K	--	37	145	270	460	620	820	1100	1370
8K	--	--	133	170	390	560	820	1100	1370
10-AMP SERIES HI-SURGE	--	16	24	260	530	660	820	1100	1370
10K	--	--	--	38	285	470	720	1100	1370
12K	--	--	--	--	140	360	660	1100	1370
15K	--	--	--	--	--	95	410	960	1370
20K	--	--	--	--	--	--	70	700	1200
25K	--	--	--	--	--	--	---	140	580

LA COORDINACIÓN RESTAURADOR-FUSIBLE

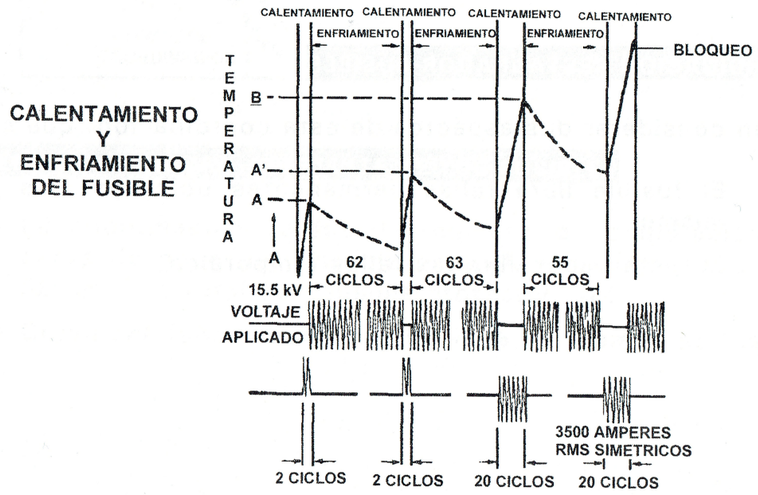
Se deben considerar dos aspectos de esta coordinación, que son:

a) El fusible libra fallas permanentes ubicadas más allá del mismo.

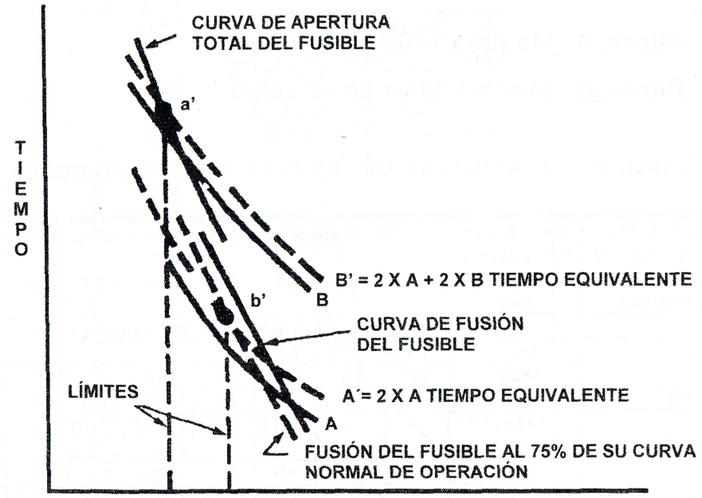
b) El restaurador libra las fallas temporales.



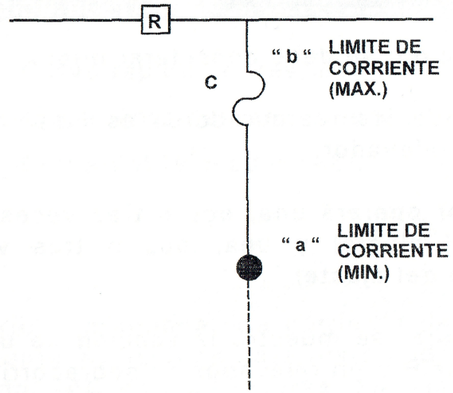
En la curva siguiente, se muestra la secuencia del calentamiento y enfriamiento de un fusible.



Esta ilustración es conceptual, igual que la mostrada en la siguiente, que establece la metodología de coordinación por tiempos de fusibles.



Para comprender el procedimiento de coordinación entre un restaurador y un fusible, se muestra la siguiente figura, que representa una sección de un alimentador con un restaurador R y un ramal con un fusible (C), con sus límites de corriente b y c.



Para coordinación se considera:

Punto B Máxima falla en el fusible.

Punto A Mínima falla en la rama.

TABLA DE CAPACIDADES DE FUSIBLES Y RESTAURADORES

CAPACIDAD DEL RESTRAURADOR EN AMPERES RMS (CONTINUOS)	CAPACIDAD DEL FUSIBLE EN AMPERES RMS	CAPACIDADES EN AMPERES DE FUSIBLES TIPO T DE G-E								
		2N*	3N*	6T	8T	10T	12T	15T	20T	25T
	Rango de coordinación en amperes rms									
5	Min.	14	17.5	68						
	Máx.	55	55	123						
10	Min.			31	45	75	200			
15	Máx.**			110	152	220	300 / 250			
	Mín.			30	34	59	84	200	380	
	Máx.**			105	145	210	280	375	450 ***	
25	Mín.			50	50	50	68	105	145	300
	Máx.**			89	130	190	265	360	480	610

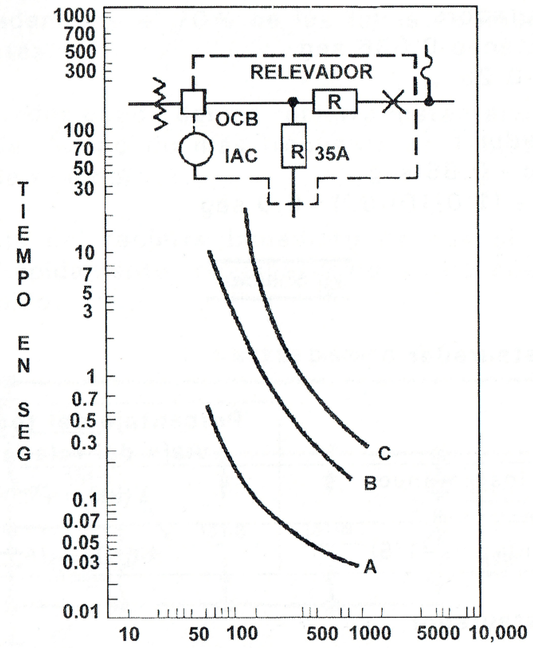
LA COORDINACIÓN DE RELEVADORES Y RESTAURADORES EN EL ALIMENTADOR

Para esta coordinación, se debe considerar que:

1. El propósito de los restauradores es limpiar la falla antes de que opere el relevador.

2. El restaurador operará una, dos o tres veces instantáneamente (depende del ajuste) y una, dos o tres veces con retardo (dependiendo del ajuste)

En la siguiente figura, se muestra la sección de un alimentador que tiene un restaurador R y un relevador de sobrecorriente tipo IAC, que actúa sobre un interruptor en aceite OCB, así como las curvas tiempo corriente.



PARA LA COORDINACIÓN RESTAURADOR-RELEVADOR SE TIENEN:

Curva A. Curva rápida del restaurador.

Curva B. Curva lenta del restaurador.

Curva C. Curva del relevador IACC.

Ejemplo

Para la figura anterior, se supone una corriente de 500 amp de falla permanente en el punto X, 35 Amp para restaurador-curvas A y B. La curva C del relevador IAC es muy inversa. El ajuste del Dial 1.0. El TAP 4 amp, la relación de la transformación del transformador de corriente es: RTC = 200/5. El tiempo de recierre = 1 seg

Restaurador:
Instantáneo-0.036 seg
Lento-0.25

Relevador:
Pickup - 0.65 seg
Reset - (1.0/10)(60) = 6.0 seg

Solución

Operación del restaurador

	Porcentaje del total del viaje del relevador
Primer disparo instantáneo (0.036/0.65)	$X(100) = +5.5$
Abre por segunda vez (1/6)	$X(100) = -16.7$

Operación del restaurador

Primer disparo con retardo	$(0.25/0.65)\ x\ (100) = +38.5$
Abre por un segundo	$(1/6)\ x\ (100) = -16.7$
Segundo disparo con retardo	$(0.25/0.65)\ x\ (100) = +38.5$

Viaje del rele total = 60.3%

40% de 0.65 = 0.24 seg.

0.15 – 0.2 segundo margen considerado

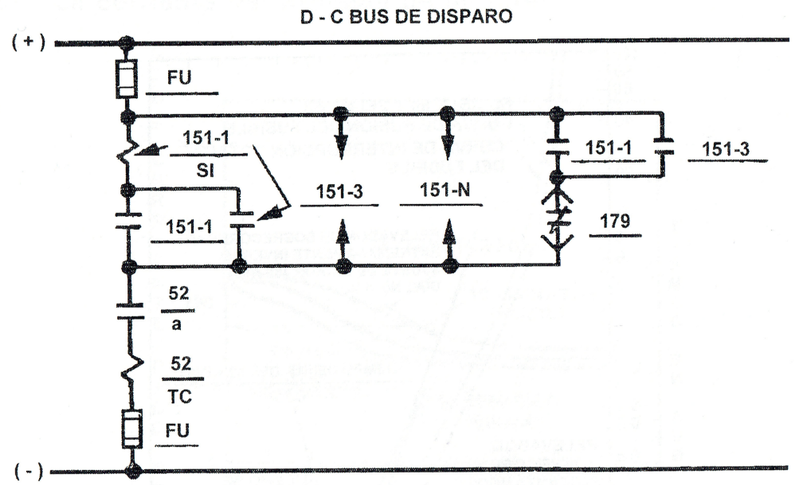
8.13 ESQUEMA SELECTIVO DE FALLAS

La aplicación de un esquema selectivo parte de las siguientes consideraciones:

1. Aproximadamente el 70% de las fallas de líneas aéreas son no persistentes.

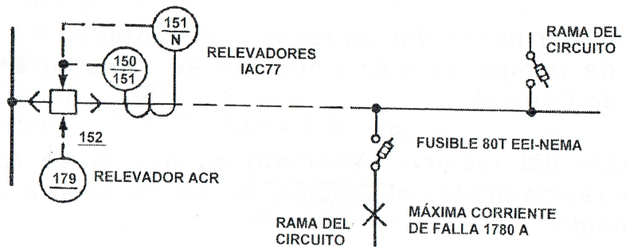
2. El restaurador puede dar un recierre instantáneo y tres más con retardo de tiempo (lo más frecuente es 1 instantáneo y 2 con retardo de tiempo).

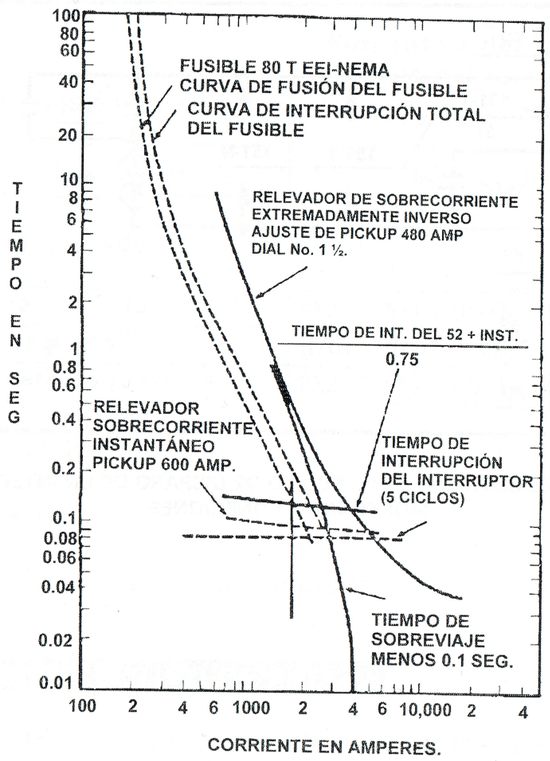
3. La ventaja del recierre inmediato es que si se restablece el servicio rápidamente, el usuario no se da cuenta que ha sido interrumpido.



ESQUEMA ELEMENTAL DE UN CIRCUITO DE DISPARO DE UN INTERRUPTOR MOSTRANDO CONEXIONES

DIAGRAMA UNIFILAR TÍPICO DE UN ALIMENTADOR, CON UN ESQUEMA DE PROTECCIÓN SELECTIVO





CARACTERÍSTICAS DE COORDINACIÓN DE RELEVADOR Y FUSIBLE EN UN ESQUEMA DE PROTECCIÓN SELECTIVO

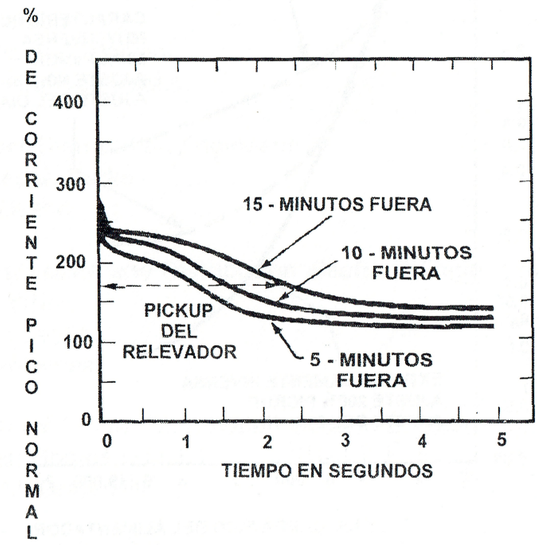
EL ARRANQUE CON CARGA FRÍA

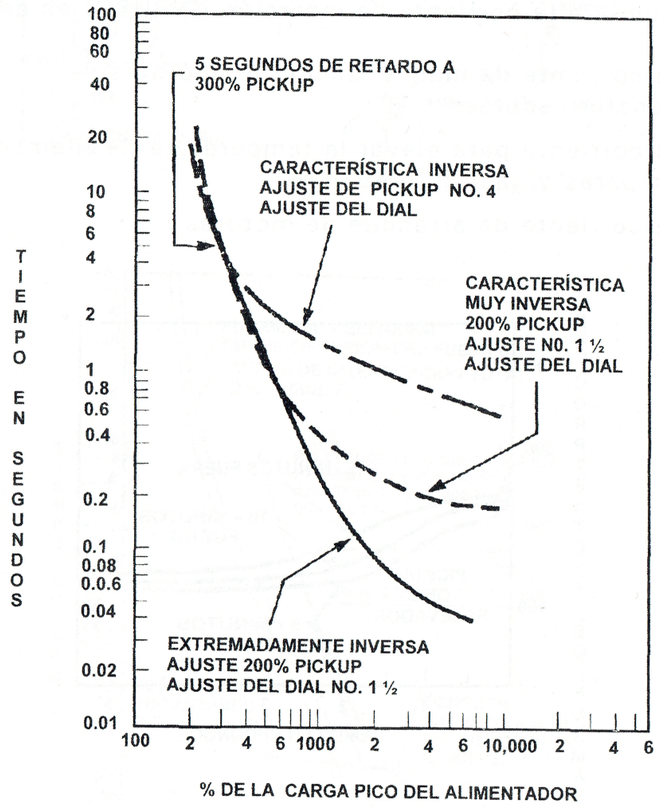
En el llamado arranque o energización con carga fría, se debe tomar en cuenta que la alta corriente de inserción (INRUSH) es debida a:

a) La corriente de magnetización de motores y transformadores.

b) La corriente para elevar la temperatura de filamentos de lámparas y calefactores.

c) La corriente de arranque de motores.





BIBLIOGRAFÍA

1. Electrical Power Distribution And Transmission.
   Luces M. Faulkenberry
   Walter Coffer
   Ed. Prentice Hall

2. Guide to Electrical Power Distribution Systems.
   5th Edition
   Anthony J. Pansini
   Ed. Pennwell Books

3. Power Distribution Engineering.
   James J. Burke
   Ed. Dekker

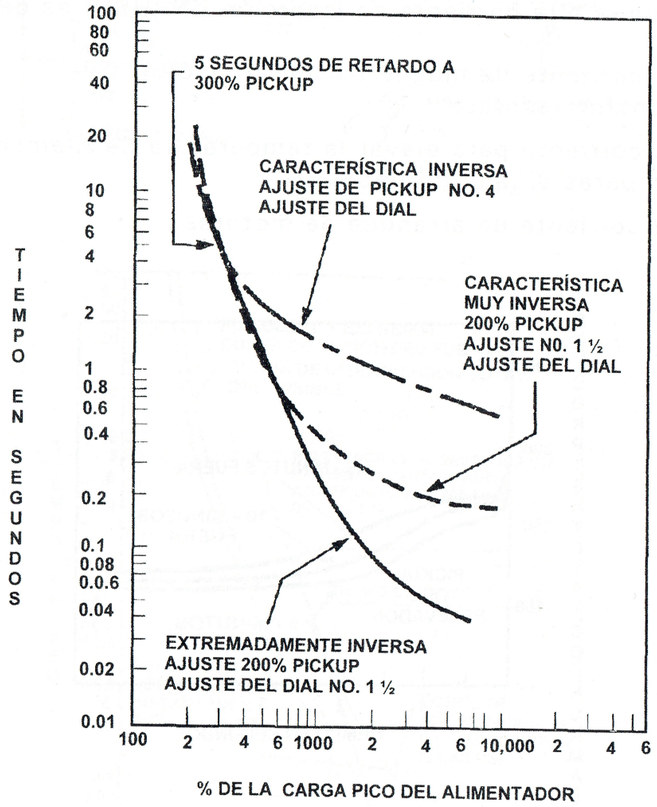
4. Transmission and Distribution Electrical Engineering.
   2nd Edition
   Colin Bayliss
   Ed. Newnes

5. Electrical Power Distribution System Engineering.
   Turan Gonen
   Ed. McGraw Hill

6. Electric Utility Engineering Reference Book.
   Westinghouse Electric Corporation

7. Electrical Transmission and Distribution Reference Book.
   Westinghouse Electric Corporation

8. Normas de Construcción de Distribución.
   Comisión Federal de Electricidad – México



BIBLIOGRAFÍA

1. Electrical Power Distribution And Transmission.
   Luces M. Faulkenberry
   Walter Coffer
   Ed. Prentice Hall

2. Guide to Electrical Power Distribution Systems.
   5th Edition
   Anthony J. Pansini
   Ed. Pennwell Books

3. Power Distribution Engineering.
   James J. Burke
   Ed. Dekker

4. Transmission and Distribution Electrical Engineering.
   2nd Edition
   Colin Bayliss
   Ed. Newnes

5. Electrical Power Distribution System Engineering.
   Turan Gonen
   Ed. McGraw Hill

6. Electric Utility Engineering Reference Book.
   Westinghouse Electric Corporation

7. Electrical Transmission and Distribution Reference Book.
   Westinghouse Electric Corporation

8. Normas de Construcción de Distribución.
   Comisión Federal de Electricidad – México

9. Electric Power Distribution Systems.
Wayne Beaty
Ed. Pennwell

10. Impianti Di Distribuzione Dell'Energia Elettrica
2nd Edizione
Francesco Iliceto, Sergio Rosati
Ed. Siderea

11. Distribution System Loss Reduction Manual.
Tennesse Valley Public Power Association
Project LR-I

12. Líneas de Transmisión Vols. I y II
Gilberto Enríquez Harper
Ed. Limusa

13. Power Distribution Planning Reference Book
H. Lee Willis
Ed. Marcel Dekker

14. The Line Man´s and Cable Man´s Field Manual Thomas M. Shok Maker
James E. Mack
Ed. McGraw Hill

ESTA OBRA SE REALIZÓ EN IMPRESIÓN BAJO DEMANDA

LA EDICIÓN, COMPOSICIÓN, DISEÑO E IMPRESIÓN DE ESTA OBRA FUERON REALIZADOS BAJO LA SUPERVISIÓN DE GRUPO NORIEGA EDITORES
BALDERAS, 95, COL. CENTRO MÉXICO, D.F. C.P. 06040
0316573015ENERO2014DP9235IDE

Ante la evolución que a nivel mundial han tenido las empresas de producción, transmisión y transformación, así como de distribución de energía, los llamados *Sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica* han adquirido una importancia relevante, ya que ahora la confiabilidad del suministro y todos los aspectos concernientes con la calidad de la energía son temas que tienen relación con aspectos sociales y económicos por el impacto de la electricidad en la vida cotidiana.

Este libro toma los conceptos clásicos de líneas de transmisión y redes de distribución, dándoles un tratamiento de sistemas integrados, considerando en esto a la planeación, el diseño y la protección, y un enfoque práctico hacia la solución de problemas reales.

ANSFORMADORES
E DISTRIBUCIÓN

LÍNEAS
PRIMARIAS

REGULADORES

ANSFORMADORES
E SUBESTACIÓN

SERVICIOS
SECUNDARIOS

BUAP
DGB 2014
Libros
31997008553166

ÁREA: INGENIERÍA ELÉCTRICA
ISBN 978-968-18-6715-7
9 789681 867157

GRUPO
NORIEGA EDITORES

limusa@noriegaeditores.com
www.noriega.com.mx